

Reservado



UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA
INSTITUTO SUPERIOR DE ECONOMIA E GESTÃO

MESTRADO EM GESTÃO E ESTRATÉGIA INDUSTRIAL

MERCADO DE CERTIFICADOS VERDES
AValiação DA POSSIBILIDADE DE APLICAÇÃO EM PORTUGAL

Nuno Manuel Dionísio Felizardo

Orientação: Doutor Vítor Manuel da Silva Santos

Júri:

Presidente:

Doutor Vítor Manuel da Silva Santos, professor catedrático do Instituto Superior de Economia e Gestão da Universidade Técnica de Lisboa

Vogais:

Doutor António José de Castro Guerra, professor associado com agregação do Instituto Superior de Economia e Gestão da Universidade Técnica de Lisboa

Doutora Maria Júlia Fonseca de Seixas, professora auxiliar da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Abril de 2004

Este trabalho expressa somente a opinião do autor, e de modo algum vincula ou representa a posição de alguma instituição a que possa estar ligado.



Lista de siglas e acrónimos

AT – Alta Tensão
BME- Benefício Marginal Externo
BMP- Benefício Marginal Privado
BMS – Benefício Marginal Social
BT – Baixa Tensão
BTE – Baixa Tensão Especial
BTN – Baixa Tensão Normal
cEUR – Cêntimo de Euro
CMCP – Custo Marginal de Curto Prazo
CMLP – Custo Marginal de Longo Prazo
CMLPCV – Custo Marginal de Longo Prazo dos Certificados Verdes
CMP – Custo Marginal Privado
CME – Custo Marginal Externo
CMS – Custo Marginal Social
CO₂ – Dióxido de Carbono
CO₂eq. – Dióxido de Carbono equivalente
DGE – Direcção Geral de Energia
E-FER – Energia eléctrica produzida a partir de fontes de energia renováveis
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR – Euro
FER – Fontes de Energia Renováveis
GEE's – Gases com Efeito de Estufa
GWh – Gigawatthora
IPH – Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica
kton – kilotonelada
kW – kilowatt
kWh – kilowatthora
MAT – Muito Alta Tensão
MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade
MT – Média Tensão
Mtep – Megatonelada equivalente de petróleo
MVA – Megavoltampere
MW – Megawatt
MWh – Megawatthora
NO_x – Óxidos de Azoto
PRE – Produção em Regime Especial
REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RES-E – Electricity from renewable energy sources
SEI – Sistema Eléctrico Independente
SEN – Sistema Eléctrico Nacional
SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público
SO₂ – Dióxido de Enxofre
ton – Tonelada

Resumo

A emissão de gases para a atmosfera, resultante da queima de combustíveis fósseis na produção de energia eléctrica, tais como o dióxido de carbono, o dióxido de enxofre e os óxidos de azoto, pode causar impactes ambientais de âmbito local (acidificação) e global (alterações climáticas).

O combate ao problema das alterações climáticas encontra-se actualmente no cerne das políticas ambiental e energética da União Europeia e dos seus Estados-Membros. Neste sentido, a União Europeia comprometeu-se, no âmbito do Protocolo de Quioto, a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 8% face ao nível de emissões em 1990, no período compreendido entre 2008 e 2012.

O desenvolvimento das fontes de energia renováveis representa uma opção para mitigar as emissões que contribuem para o problema das alterações climáticas. Contudo, a maior parte das tecnologias renováveis ainda não consegue competir com as tecnologias convencionais. Assim, existem em vários países instrumentos de incentivo ao desenvolvimento da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis (E-FER), nomeadamente através do preço.

Todavia, à medida que os mercados de energia eléctrica se liberalizam e é introduzida concorrência, alguns destes instrumentos tornam-se incompatíveis com as novas regras de mercado. Alguns instrumentos, nomeadamente as tarifas de compra a preço garantido, podem distorcer a concorrência.

O mercado de certificados verdes transaccionáveis é um novo instrumento de incentivo ao desenvolvimento da E-FER, compatível com os princípios de mercado e economicamente eficiente. Neste sistema, os produtores de E-FER recebem certificados que reconhecem o valor ambiental da energia eléctrica produzida. Os certificados são transaccionados no mercado, gerando receitas adicionais para os produtores de E-FER. O comércio dos certificados é independente da transacção física da energia eléctrica.

Neste trabalho identificam-se os principais obstáculos ao desenvolvimento da E-FER. Apresenta-se o racional económico subjacente à decisão de incentivar a E-FER e analisam-se os principais instrumentos de incentivo ao desenvolvimento da mesma.

Recorre-se a um modelo simples para simular um mercado de certificados verdes em Portugal, no período 2003-2010, e um mercado de certificados verdes de âmbito ibérico. Comparam-se os resultados obtidos em ambos os mercados. Confrontam-se os resultados obtidos com os custos do actual mecanismo remuneratório. Por último, analisa-se o impacte dos custos de implementação de um mercado de certificados verdes, e dos custos do actual mecanismo remuneratório da E-FER, no preço médio da tarifa de venda de energia eléctrica a clientes finais.

Palavras-Chave: Fontes de Energia Renováveis, Electricidade, Mercado de Certificados Verdes, Tarifa de Compra a Preço Garantido, Liberalização.

Abstract

The emissions related with fossil fuels combustion in power generation, such as carbon dioxide, sulphur dioxide and nitrogen oxides can cause local (acid rain) and global (climate change) environmental problems.

The reduction of Greenhouse Gas emissions is at the core of the energy and environmental policies of the European Union and its Member-States. Therefore, in relation to the Kyoto Protocol the European Union has agreed on a common Greenhouse Gas reduction of 8% during the period of 2008-2012 relative to 1990.

One option to reduce emissions of Greenhouse Gases is an enforced development of renewable energy sources. However, most renewables cannot compete on their own with conventional technologies. Therefore, in many countries, supporting mechanisms, mainly aiming at the price of renewable electricity (RES-E), have been implemented.

As markets open and competition is introduced, some of these support mechanisms might not fit to the new conditions. Furthermore, some support mechanisms, such as feed-in tariffs, can have distorting effects on competition.

Tradable Green Certificates is a new market based, cost-efficient instrument to regulate the deployment of RES-E. With a tradable Green Certificate System producers are issued with credits in recognition of the environmental value of the electricity they produce. These credits can be traded on a market, generating additional payments to renewable technologies. Trade on renewable credits is decoupled from the physical electricity trade.

In this work, the main obstacles to the development of RES-E are identified. The economic rationale for supporting RES-E is presented and the main support mechanisms for enhancing the deployment of RES-E are analysed.

A simple model is used to evaluate the implementation of a Green Certificate Market in Portugal, for the period 2003-2010, as well as the implementation of an Iberian Green Certificate Market. The results of both evaluations are then compared.

The influence of Green Certificate Market costs and Feed-in tariffs costs in the electricity supply tariffs to end consumers is also analysed and compared.

Keywords: Renewable Energy Sources, Electricity, Tradable Green Certificates; Feed-in Tariffs, Liberalisation.

Agradecimentos

Quero aqui deixar expresso o meu agradecimento a todas as pessoas e entidades que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho:

Ao Professor Doutor Vítor Santos, orientador desta dissertação, pela disponibilidade e sugestões efectuadas ao longo da elaboração deste trabalho.

À Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, nas pessoas do Dr.-Ing. Jorge Vasconcelos, Professor João Santana e Dr. Carlos Robalo, pela oportunidade que me deram de realizar o mestrado e pelas sugestões dadas.

Ao Professor Pedro Verdelho, pelo incentivo e apoio, dados desde o início deste projecto, pelos comentários e sugestões, e por tudo o que com ele aprendi.

Ao Eng.º Leite Garcia, pelos seus ensinamentos, pelo cuidado colocado na leitura da versão provisória desta tese e pelas diversas sugestões.

Aos meus colegas da ERSE, Isabel Apolinário, Hélder Milheiras, Paulo Oliveira, Vítor Marques e, em especial, ao Pedro Costa, pelo incentivo e pelas diversas sugestões.

Aos meus colegas de mestrado Carla Rodrigues, António França Ferreira e Paulo Alexandre, pela boa disposição e colaboração que sempre demonstraram na parte escolar do mestrado e pelo incentivo dado para a elaboração da tese.

Por último, aos meus pais, irmãos e, em especial, à Odile pela paciência e apoio.

Índice

1. Introdução	12
2. A energia eléctrica	17
2.1 A procura de energia eléctrica.....	17
2.2 A oferta de energia eléctrica	19
2.3 Aspectos ambientais da produção de energia eléctrica	21
2.3.1 Combustíveis fósseis	21
2.3.2 Energia nuclear	22
2.3.3 Resíduos	22
2.3.4 Fontes de energia renováveis.....	22
2.3.5 Quantificação de alguns impactes ambientais da produção de energia eléctrica	23
2.4 Alterações climáticas	24
2.5 Medidas de mitigação dos impactes ambientais da produção de energia eléctrica ..	27
3. Produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis	29
3.1 Definição	29
3.2 Enquadramento	31
3.2.1 Enquadramento jurídico nacional	31
3.2.2 O Protocolo de Quioto e a E-FER.....	34
3.2.3 Enquadramento jurídico comunitário	35
3.2.4 Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003	38
3.3 Obstáculos ao desenvolvimento da E-FER	40
3.4 Instrumentos de promoção da E-FER	41
3.4.1 Tarifa de compra a preço garantido	42
3.4.2 Adjudicação da quota de E-FER por concurso	44
4. Promoção das energias renováveis: fundamentos económicos	46
4.1 O mercado e a eficiência económica.....	46
4.2 Teoria das externalidades.....	47
4.2.1 Definição e características das externalidades.....	48
4.2.2 Soluções para o problema das externalidades.....	56
4.3 Externalidades da produção de E-FER	65
5. Sistema de certificados verdes transaccionáveis.....	71
5.1 Garantia de origem da E-FER.....	71
5.2 Certificados verdes	77
5.2.1 O conceito.....	77
5.2.2 As funções do certificado verde.....	78
5.2.3 Implementação de um sistema de certificados verdes	80

6. Mercado de certificados verdes.....	86
6.1.1 Modelos de mercados de certificados verdes.....	87
6.1.2 Funcionamento dos mercados de certificados verdes	89
6.2 Condições para um funcionamento estável dos mercados de certificados verdes.....	91
6.2.1 Volatilidade do preço dos certificados.....	92
6.2.2 Condições do lado da oferta.....	94
6.2.3 Condições do lado da procura.....	96
6.3 Vantagens dos mercados de certificados verdes.....	99
6.3.1 Eficiência estática do mercado de certificados verdes	100
6.3.2 Oportunidades para agentes externos ao mercado	102
6.3.3 Cumprimento da directiva e mercado único	102
6.4 Limitações dos mercados de certificados verdes	103
6.4.1 Eficiência dinâmica do mercado de certificados verdes	103
6.4.2 Poder de mercado	104
6.4.3 Custos de transacção.....	104
7. O mercado de certificados verdes e o mercado de direitos de emissão de CO₂	105
8. Situação actual da E-FER em Portugal.....	112
8.1 Perspectivas	113
8.2 Mecanismo de remuneração da E-FER actualmente em vigor	116
8.2.1 Apresentação e análise.....	116
8.2.2 Evolução do preço médio de venda ao SEP e do sobrecusto do SEP	126
8.2.3 Avaliação do impacte do sobrecusto da PRE de origem renovável nas tarifas de Venda de Energia Eléctrica a Clientes Finais	128
9. Mercado de certificados verdes em Portugal – uma simulação	132
9.1 Modelo do mercado de certificados verdes.....	132
9.1.1 O modelo	134
9.1.2 Cálculo do custo nivelado de produção de energia eléctrica	137
9.1.3 Implementação do modelo.....	138
9.1.4 Limitações do modelo.....	138
9.1.5 Dados de entrada do modelo.....	139
9.1.6 Resultados.....	144
9.2 Comparação entre o modelo de certificados verdes e o actual mecanismo remuneratório da PRE renovável.....	152
9.3 Avaliação do impacte do custo dos certificados verdes nas tarifas de venda de energia eléctrica a clientes finais	153
9.4 Aspectos regulatórios do mercado a implementar	155
9.4.1 Definição da quota de produção de E-FER.....	155
9.4.2 Agente Emissor e Agente de Verificação/Acreditação	156
9.4.3 Operador do mercado	157
9.4.4 Tecnologias admissíveis	158
9.4.5 Âmbito do sistema	159
9.4.6 Financiamento do sistema de certificados verdes	160

10. Conclusões 161

11. Referências bibliográficas 168

12. ANEXOS 175

Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução do consumo final de energia em Portugal, por forma de energia	18
Figura 2 – Evolução do consumo de energia eléctrica por sector	18
Figura 3 – Evolução da potência instalada, por tecnologia, em Portugal Continental	19
Figura 4 – Evolução da produção de energia eléctrica, por tecnologia, em Portugal Continental	20
Figura 5 – Emissões de CO ₂ , SO ₂ e NO _x em 2001, por sector de actividade	24
Figura 6 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN).....	32
Figura 7 – Representação gráfica de externalidades negativas e externalidades positivas	49
Figura 8 – Nível de equilíbrio (h^*) e nível óptimo (h^o) de uma externalidade negativa	54
Figura 9 – Imposto unitário Pigouviano.....	59
Figura 10 – Solução negocial bilateral Coasiana	61
Figura 11 – Preço de equilíbrio no mercado de certificados	64
Figura 12 – Produtos fornecidos pela E-FER.....	77
Figura 13 – Ciclo de vida dos certificados verdes	82
Figura 14 – O mercado de energia eléctrica e o mercado de certificados verdes	86
Figura 15 – Funcionamento do mercado de certificados verdes	90
Figura 16 – Variabilidade da produção e a sua influência na determinação do preço dos certificados verdes assumindo certificados com um ano de validade.....	93
Figura 17 – Funcionamento do mercado de certificados verdes numa situação em que é permitido <i>banking</i> e existem <i>price-caps</i>	97
Figura 18 – Minimização dos custos num mercado de certificados verdes	101
Figura 19 – Fixação de quotas dos mercados de direitos de emissão de CO ₂ e de certificados verdes de forma não coordenada	108
Figura 20 – Evolução da potência instalada em PRE de origem renovável	112
Figura 21 – Evolução da energia eléctrica produzida pela PRE de origem renovável.....	113
Figura 22 – Metas indicativas para a PRE de origem renovável, para 2010 – Potência instalada.....	114
Figura 23 – Metas indicativas para a PRE de origem renovável, para 2010 – Energia produzida	115
Figura 24 – Preço médio de venda da PRE de origem renovável (preços constantes de 2002).....	126
Figura 25 – Evolução do sobrecusto total e do sobrecusto unitário da PRE de origem renovável	128
Figura 26 – Preço médio das tarifas de venda de energia eléctrica a clientes finais, por tipo de fornecimento, em 2003 e em 2010.....	131
Figura 27 – Fluxograma do processo de cálculo.....	138
Figura 28 – Evolução dos custos de desenvolvimento das tecnologias de produção de E-FER, relativamente a 2003.....	143
Figura 29 – Evolução do custo marginal dos certificados verdes nos mercados de âmbito nacional, Portugal e Espanha, e no mercado de âmbito ibérico (Mibel)	145
Figura 30 – Evolução dos custos totais da produção adicional de E-FER em Portugal, obtidos por aplicação dos preços calculados no Cenário Portugal (Portugal) e no Cenário Ibérico (Mibel)	146



Figura 31 – Evolução dos custos totais do cumprimento das obrigações de compra de E-FER, em Portugal e em Espanha, através de dois mercados distintos e através de um mercado conjunto	147
Figura 32 – Evolução dos custos totais dos certificados verdes em Portugal, no âmbito do mercado nacional (Portugal) e no âmbito do mercado ibérico (Mibel)	148
Figura 33 – Evolução dos custos totais dos certificados verdes resultantes do cumprimento das obrigações de compra de E-FER, em Portugal e em Espanha, através de dois mercados distintos e através de um mercado conjunto.....	149
Figura 34 – Impacte no custo global do certificados verdes resultante de uma variação de $\pm 10\%$ no preço de mercado grossista de energia eléctrica.....	150
Figura 35 – <i>Mix</i> de produção adicional de E-FER em novos aproveitamentos desenvolvidos em Portugal, no âmbito de um mercado nacional de certificados verdes, em 2010	150
Figura 36 – <i>Mix</i> de produção adicional de E-FER em novos aproveitamentos desenvolvidos em Portugal, no âmbito de um mercado ibérico de certificados verdes, em 2010	151
Figura 37 – Preço médio das tarifas de venda de energia eléctrica a clientes finais, por tipo de fornecimento, em 2003 e em 2010.....	155

Lista de Quadros

Quadro 1 – Metas indicativas para a capacidade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis.....	39
Quadro 2 – Estimativa dos custos externos associados à produção de energia eléctrica	69
Quadro 3 – Sobrecusto e preço médio da PRE de origem renovável, preço médio das tarifas de Uso Global do Sistema e de Venda a Clientes Finais, em 2003 e em 2010.....	130
Quadro 4 – Quota anual de produção de E-FER nos três mercados simulados	140
Quadro 5 – Classificação das tecnologias de produção de E-FER por bandas tecnológicas	141
Quadro 6 – Custos nivelados de produção de E-FER, em Portugal e em Espanha, por tecnologia, em 2010.....	142
Quadro 7 – Potenciais de desenvolvimento das diferentes bandas tecnológicas de produção de E-FER até 2010.....	144
Quadro 8 – Custos totais da produção adicional de E-FER no período 2003-2010, obtidos por aplicação dos preços calculados no Cenário Portugal (Portugal), no Cenário Espanha (Espanha) e no Cenário Ibérico (Mercado Ibérico).....	146
Quadro 9 – Custos totais dos certificados verdes no período 2003-2010, obtidos por aplicação dos preços no mercado de certificados verdes calculados no Cenário Portugal (Portugal), no Cenário Espanha (Espanha) e no Cenário Ibérico (Mercado Ibérico)	148
Quadro 10 – Sobrecusto da PRE de origem renovável resultante do actual regime remuneratório e do mercado de certificados verdes	152
Quadro 11 – Sobrecusto e preço médio da PRE de origem renovável, preço médio das tarifas de Uso Global do Sistema e de Venda a Clientes Finais, em 2003 e em 2010.....	154
Quadro 12 – Custos nivelados de produção de E-FER em Portugal, por tecnologia, no período 2003-2010.....	175
Quadro 13 – Custos nivelados de produção de E-FER em Espanha, por tecnologia, no período 2003-2010.....	175

1. Introdução

A energia eléctrica é uma das mais sofisticadas formas de energia utilizada em todo o mundo. A sua versatilidade faz com que seja utilizada em aplicações tão distintas como são a força motriz, a iluminação, os computadores e os sistemas de comunicação que, sem ela, não existiriam. Neste sentido, proporciona conforto pessoal e mobilidade e contribui para a produção de grande parte da riqueza industrial e comercial de um país. Em suma, a energia eléctrica é fundamental para o bem-estar económico e social das sociedades modernas, como mostra a correlação entre o Produto Interno Bruto (PIB) e o consumo de energia eléctrica.

Todavia, a produção de energia eléctrica está associada a alguns dos mais severos impactes ambientais enfrentados pelas sociedades modernas. Assim, para além de outros impactes de âmbito local, a produção de energia eléctrica é responsável pela emissão atmosférica de diversos poluentes, propiciando impactes de âmbito regional e global, onde se destacam os problemas da acidificação e das alterações climáticas.

O combate ao problema das alterações climáticas encontra-se actualmente no cerne das políticas ambiental e energética da União Europeia e dos seus Estados-Membros. Neste sentido, a União Europeia comprometeu-se, no âmbito do Protocolo de Quioto, a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa (GEE's) em 8% face ao nível de emissões em 1990, no período compreendido entre 2008 e 2012.

O acordo de partilha de esforços entre Estados-Membros permitiu a Portugal aumentar o seu nível de emissões em 27% do nível de emissões de 1990. Contudo, estima-se que Portugal tenha já ultrapassado as emissões admissíveis para o período 2008-2012 pois, em 2001, as emissões já tinham aumentado 32,8% face aos valores de 1990. Neste cenário, adivinha-se que o cumprimento do Protocolo de Quioto não será uma tarefa fácil, exigindo um esforço significativo, nomeadamente das empresas do sector eléctrico (produção pública de electricidade e calor) que, em 2001, foram responsáveis por cerca de 32% do total nacional de emissões de gases com efeito de estufa¹.

¹ É importante referir que o nível de emissões associado à produção de energia eléctrica depende bastante do regime hidrológico, devido à forte componente hídrica do sistema electroprodutor português. O ano de 2001 foi um ano húmido, pelo que o valor das emissões apresentado está subavaliado relativamente a um ano seco.

O forte contributo do sector eléctrico para o problema das alterações climáticas exige que os vários agentes do sector assumam a sua quota-parte no esforço de redução das emissões necessário para o cumprimento dos compromissos de Quioto. Neste sentido, os agentes do sector eléctrico podem adoptar diversas medidas, nomeadamente, aumentar a eficiência na produção e na utilização da energia eléctrica, e evoluir para fontes de energia livres de carbono e para combustíveis menos intensivos em carbono.

A produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis (E-FER), apesar de não estar isenta de impactes ambientais, representa, pela sua natureza, uma opção eficaz para mitigar alguns dos problemas ambientais associados à produção de energia eléctrica, dado que se dirige para as suas causas últimas, permitindo não só poupar recursos escassos como evitar a geração de emissões e resíduos. Além de contribuir para a melhoria da qualidade ambiental, a produção de E-FER pode ajudar na resolução dos problemas de segurança e diversificação do abastecimento de energia com que se debate a União Europeia em geral e Portugal em particular.

Conscientes da importância da promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, por razões de segurança e diversificação do abastecimento de energia, de protecção ambiental, bem como de coesão social e económica, o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia adoptaram a Directiva 2001/77/CE, de 27 de Setembro de 2001, relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade. Esta Directiva surge na sequência do Livro Branco² “Energia para o futuro: Fontes de energia renováveis” e confirma o objectivo de, até 2010, aumentar para 12% a quota do consumo interno bruto de energia proveniente de fontes de energia renováveis no conjunto dos países da Comunidade e para 22,1% a quota de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis. No caso de Portugal, o valor de referência para a meta indicativa nacional relativa à parte da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no consumo bruto de electricidade³, em 2010, é de 39,0%.

² COM (97) 599 final, de 26.11.1997

³ O consumo nacional bruto de electricidade compreende a produção nacional de electricidade, incluindo a auto-produção, mais as importações, menos as exportações (Comissão Europeia, 2001).

Apesar de se encontrarem disponíveis em abundância na natureza e apresentarem um considerável potencial económico e de redução de impactes ambientais, as fontes de energia renováveis, com excepção da energia hidroeléctrica, têm, ainda, um papel modesto no balanço de energia eléctrica nacional. Em 2001, a produção de E-FER, excluindo a grande hídrica, apenas representava 3,4% da produção nacional de energia eléctrica. Com efeito, se a produção de E-FER apresenta diversos benefícios sociais e ambientais para o país, porque razão contribui de forma tão modesta para o balanço eléctrico nacional? Que medidas são necessárias empreender para acelerar o desenvolvimento da produção de E-FER? Será que as medidas actualmente existentes são suficientes para alcançar as metas ambiciosas definidas pela Comissão Europeia? Estas são algumas das questões que motivam a realização deste trabalho.

A maior parte dos obstáculos que impedem uma maior contribuição da E-FER para o balanço eléctrico nacional já está bem identificada e analisada, o mesmo acontecendo com as medidas a adoptar no sentido de acelerar o desenvolvimento da produção de E-FER.

Todavia, o sector eléctrico encontra-se numa fase de transição de uma estrutura monopolística verticalmente integrada para uma estrutura de mercado liberalizado. Neste contexto, alguns dos instrumentos de incentivo ao desenvolvimento da E-FER, concebidos e implementados antes de se iniciar o processo de liberalização do sector eléctrico na Europa, podem tornar-se incompatíveis com os princípios de mercado. A solução para este problema pode passar pela concepção de instrumentos de incentivo ao desenvolvimento da E-FER compatíveis com estes princípios. O mercado de certificados verdes transaccionáveis é um instrumento de incentivo ao desenvolvimento da produção de E-FER, recente e conforme com os princípios de mercado.

O principal objectivo deste trabalho é avaliar a possibilidade de aplicação de um mercado de certificados verdes transaccionáveis em Portugal. Neste sentido, simula-se um mercado de certificados verdes de âmbito nacional e outro de âmbito ibérico e compara-se a melhor solução com o actual mecanismo de remuneração da E-FER.

Tendo em conta o objectivo referido, esta dissertação apresenta a seguinte estrutura:

- Capítulo 2 – Caracteriza-se a procura e a oferta de energia eléctrica, bem como se identificam e quantificam os principais impactes ambientais associados à produção

de energia eléctrica em Portugal Continental. Discute-se a problemática das alterações climáticas e apresentam-se medidas de mitigação dos impactes ambientais associados à produção de energia eléctrica.

- Capítulo 3 – Apresentam-se os conceitos de recurso renovável, de fonte de energia renovável e de energia eléctrica produzida a partir de fontes de energia renováveis. Enquadra-se a produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis em termos jurídicos, nacionais e comunitários, bem como se apresentam os vectores de complementaridade entre esta actividade e o Protocolo de Quioto. Apresentam-se os principais obstáculos ao desenvolvimento da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis em Portugal Continental.
- Capítulo 4 – Capítulo em que se apresentam os fundamentos económicos subjacentes à decisão de incentivar o desenvolvimento da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis. Discutem-se as causas de falha do mercado de energia eléctrica e apresentam-se possíveis soluções para este problema económico.
- Capítulo 5 – Introduzem-se os conceitos de garantia de origem da E-FER e de certificados verdes. Apresentam-se as diversas funções dos certificados verdes e o modo de institucionalização de um sistema de certificados verdes.
- Capítulo 6 – Identificam-se os diversos modelos de mercados de certificados verdes, bem como se descreve o princípio de funcionamento destes instrumentos de promoção da E-FER. Apresentam-se as condições necessárias para um funcionamento estável do mercado de certificados verdes e apontam-se as principais vantagens e desvantagens deste instrumento.
- Capítulo 7 – Discutem-se as possibilidades de interacção entre o mercado de certificados verdes e o mercado de direitos de emissão de CO₂.
- Capítulo 8 – Apresenta-se a situação actual e as perspectivas de evolução da E-FER em Portugal, assim como se analisa o mecanismo remuneratório da PRE de origem renovável actualmente em vigor em Portugal.
- Capítulo 9 – Avalia-se a possibilidade de aplicação de um mercado de certificados verdes em Portugal, comparam-se os sobrecustos do mercado de certificados verdes e do mecanismo remuneratório da E-FER actualmente em vigor,

e determina-se o impacte de cada um destes instrumentos nos preços da energia eléctrica para os clientes finais em 2010.

- Capítulo 10 – Apresentam-se as principais conclusões e apontam-se sugestões para futuros desenvolvimentos.

Em Anexo apresentam-se os dados utilizados nas simulações efectuadas, bem como se apresenta o código do programa de cálculo automático desenvolvido para simular os diferentes cenários estudados.

2. A energia eléctrica

A energia eléctrica é uma das mais sofisticadas formas de energia utilizada em todo o mundo. A sua versatilidade faz com que seja utilizada em aplicações tão distintas como são a força motriz, a iluminação, os computadores e os sistemas de comunicação que, sem ela, não existiriam. Neste sentido, proporciona conforto pessoal e mobilidade e contribui para a produção da maior parte da riqueza industrial e comercial de um país. Em suma, a energia eléctrica é fundamental para o bem-estar económico e social das sociedades modernas, como mostra a correlação entre o PIB e o consumo de energia eléctrica.

No presente capítulo caracteriza-se, de forma sumária, a procura e a oferta de energia eléctrica em Portugal, apresentam-se os principais impactes ambientais decorrentes desta actividade e aponta-se um conjunto de medidas de mitigação destes impactes.

2.1 A procura de energia eléctrica

Nas duas últimas décadas, o consumo de energia final em Portugal aumentou de cerca de 8,27 Mtep, em 1980, para 18,61 Mtep em 2000, o que significa uma taxa média anual de crescimento de 4,1%.

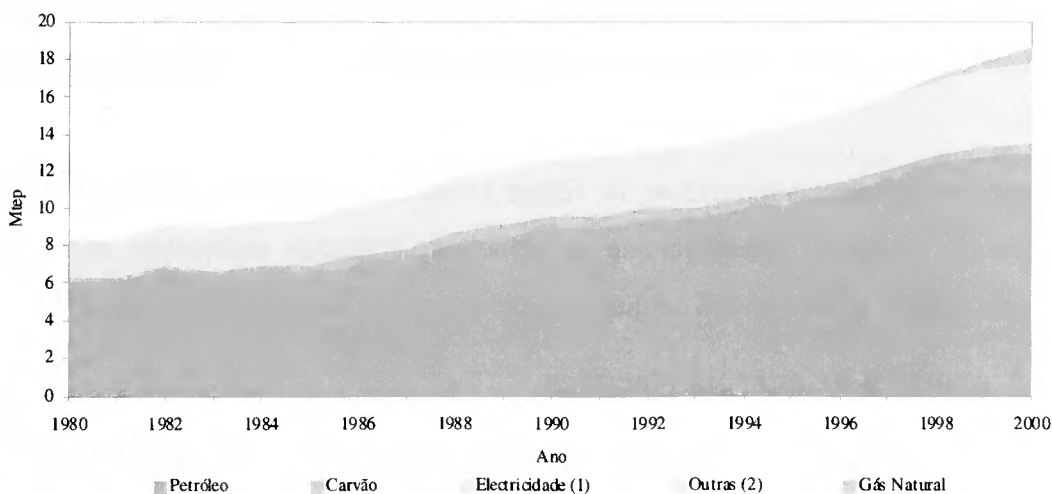
Como se observa na Figura 1, o petróleo é, em termos absolutos, a forma de energia com maior representatividade no consumo final de energia em Portugal. Contudo, a energia eléctrica tem vindo a aumentar o seu peso na estrutura do consumo final de energia, pois em 1980 representava cerca de 15% do consumo final de energia e, em 2000, representou cerca de 18%⁴.

No que concerne a energia eléctrica, a sua procura aumentou de cerca de 1,23 Mtep, em 1980, para 3,30 Mtep, em 2000, o que significa uma taxa média anual de crescimento de 5% (Figura 1). Em termos sectoriais, destaca-se o sector industrial, responsável por 41,5% do consumo nacional de energia eléctrica. Na Figura 2 observa-se, porém, uma tendência de redução do peso do sector industrial na estrutura de consumos, que era de 58,6% em 1980. O sector dos serviços é o segundo maior consumidor de energia eléctrica no país, representando cerca de 30% do consumo nacional. Ao contrário do

⁴ Embora questionável, este raciocínio baseia-se no equivalente térmico.

sector industrial, o sector dos serviços tem aumentado o seu peso na estrutura de consumos, que era de 16,8% em 1980. Dos restantes sectores, destaca-se o sector doméstico, responsável por 25,6% do consumo de energia eléctrica no país. Tal como o sector dos serviços, o sector doméstico tem aumentado o seu consumo nas últimas duas décadas.

Figura 1 – Evolução do consumo final de energia em Portugal, por forma de energia

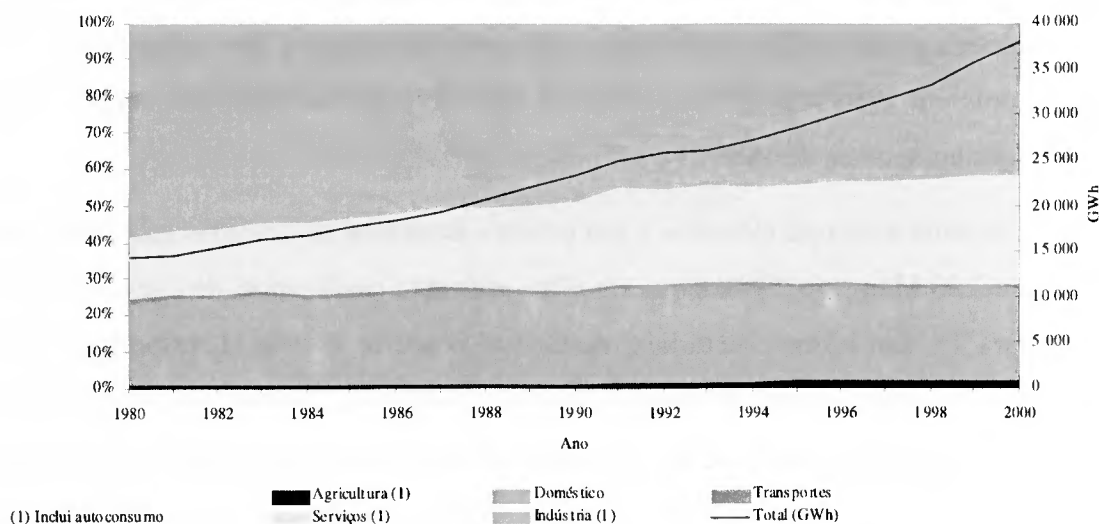


(1) 1 GWh = 86 tep

(2) Inclui gás de cidade, gás de coque, gás de alto forno, lenhas, licorres sulfúricos e resíduos sólidos urbanos

Fonte: Direcção Geral de Energia (DGE)

Figura 2 – Evolução do consumo de energia eléctrica por sector



(1) Inclui autoconsumo

Fonte: DGE

Apesar das elevadas taxas de crescimento do consumo de energia eléctrica verificadas nas últimas décadas, Portugal é, a par da Grécia, o país da Europa com o mais baixo

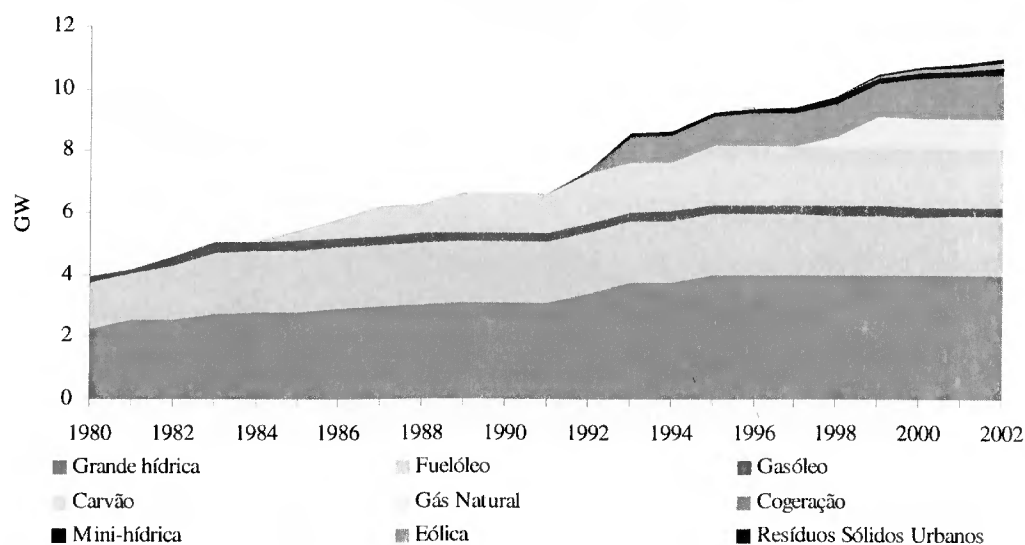
consumo *per capita*, o que pode indicar que as actuais elevadas taxas de crescimento (na ordem de 5% ao ano) se poderão manter nos próximos anos (Costa, 2002).

2.2 A oferta de energia eléctrica

Em Portugal, a oferta de energia eléctrica assenta, predominantemente, em dois tipos de fontes de energia primária: os combustíveis fósseis e a energia hídrica. Com efeito, as tecnologias de produção de energia eléctrica baseadas nestes dois tipos de fontes representavam, em 2002, 95,3% da potência instalada e 96,6% da energia eléctrica produzida no país.

Na Figura 3 ilustra-se a evolução da oferta de energia eléctrica em Portugal nas últimas duas décadas, em termos de potência instalada e por tecnologia de produção. Em 2002, a potência instalada em centros electroprodutores termoeléctricos representou 46,1% do total da potência instalada, enquanto a potência instalada em centrais hidroeléctricas apenas representou 36,3%.

Figura 3 – Evolução da potência instalada, por tecnologia, em Portugal Continental



Fonte: ERSE.

No mesmo ano, a cogeração contribuiu com 12,8% do total da potência instalada e as fontes de energia renováveis, para além da grande hídrica⁵, apenas foram responsáveis por 4,7 % do total da potência instalada. No grupo das fontes de energia renováveis, a

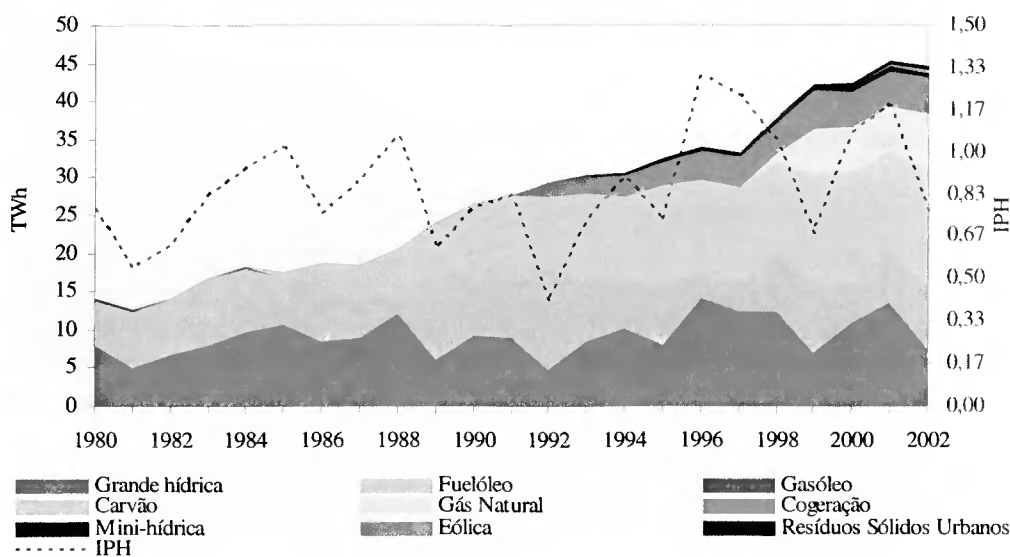
⁵ Aproveitamentos com potência instalada superior a 10 MW.

mini-hídrica⁶ foi a que mais contribuiu para o total da potência instalada no país, com cerca de 2,2%, o que representou 46,8% da potência instalada em fontes de energia renováveis.

Na Figura 4 apresenta-se a evolução da oferta de energia eléctrica em termos de energia eléctrica produzida, por tecnologia de produção, bem como do índice de produtividade hidroeléctrica⁷ (IPH). Em 2002, a produção de energia eléctrica com origem térmica representou 69,3% do total da energia eléctrica produzida em Portugal, enquanto a produção de origem hidroeléctrica apenas representou 16,6%. Contudo, no ano de 2002, o IPH foi de apenas 0,75, valor muito inferior ao verificado em ano médio.

A produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis, para além da grande hídrica, apenas contabilizou 3,4% do total da energia eléctrica produzida em Portugal. Deste grupo, destaca-se a mini-hídrica, responsável por 1,4 % do total da energia eléctrica produzida no país, o que representa 40,3% da energia eléctrica produzida a partir de fontes de energia renováveis.

Figura 4 – Evolução da produção de energia eléctrica, por tecnologia, em Portugal Continental



Fonte: ERSE.

⁶ Pequenas centrais hidroeléctricas com potência instalada igual ou inferior a 10 MW.

⁷ O IPH mede a relação entre o valor das energias turbináveis afluentes ao conjunto do sistema electroprodutor hídrico num dado ano e o valor médio das mesmas energias calculado para o conjunto dos 30 regimes hidrológicos históricos. Neste sentido, em anos com índices de produtividade hidroeléctrica superiores a 1, as aflúencias ao sistema hídrico são superiores ao valor médio e o ano é considerado húmido. Para valores inferiores a 1, estamos perante anos hidrológicamente secos (ERSE, 2002)

2.3 Aspectos ambientais da produção de energia eléctrica

A produção⁸ de energia eléctrica tem associada uma grande variedade de impactes ambientais (Devezeaux, 2000; Martins *et al*, 1998; Antunes *et al*, 2000). Uma inventariação exaustiva destes impactes encontra-se fora do âmbito desta dissertação e pode ser consultada em Antunes *et al* (2000), OECD/IEA (1998) e Martins *et al* (1998). Todavia, neste capítulo, identificam-se e caracterizam-se, de forma sumária, os principais impactes ambientais associados à produção⁹ de energia eléctrica consumida em Portugal, pelo que também se considera a energia nuclear que está englobada nas importações de Espanha.

2.3.1 Combustíveis fósseis

A produção de energia eléctrica a partir de combustíveis fósseis é a fonte mais evidente de pressão ambiental (EEA, 1995), sendo responsável pelos seguintes impactes:

- emissão de vários poluentes atmosféricos (dióxido de carbono (CO₂), dióxido de enxofre (SO₂), óxidos de azoto (NO_x), partículas, metano (CH₄), etc.) que contribuem muito significativamente para o “efeito de estufa”¹⁰ e, consequentemente, para as alterações climáticas¹¹, para o problema da acidificação¹² e para a degradação da saúde humana;
- produção de resíduos sólidos perigosos, tipicamente lamas, escórias e cinzas, contendo metais pesados e outros tipos de substâncias tóxicas (Antunes *et al*, 2000);

⁸ Na realidade, o consumo de energia eléctrica é, em última análise, o responsável pelos impactes ambientais associados à produção de energia eléctrica, pois estes impactes seriam nulos se não existisse consumo. Os impactes ambientais associados ao consumo de energia eléctrica, propriamente dito, são praticamente nulos. Daí, a importância da escolha do tipo de produção.

⁹ Os impactes ambientais associados à produção de energia eléctrica apresentados resultam de uma análise de ciclo de vida do combustível e não apenas da fase de produção de energia eléctrica.

¹⁰ Efeito produzido pela retenção de parte da radiação infravermelha proveniente da superfície terrestre devido à existência na atmosfera de CO₂, de CH₄ e de outros gases com origem antropogénica, denominados de efeito de estufa.

¹¹ As alterações climáticas referem-se a qualquer mudança no clima atribuída directa ou indirectamente à actividade humana que altera a composição da atmosfera global e que é uma adição à variabilidade natural do clima observada ao longo de períodos de tempo comparáveis (IPCC, 2001).

¹² Deposição ácida, na forma de chuvas ácidas ou de neves ácidas, devida às crescentes concentrações de SO₂, de NO_x e de amónia (NH₃) de origem antropogénica na atmosfera, responsável pela acidificação dos solos e das águas superficiais (EEA, 1995).

- poluição térmica e contaminação química da água captada em rios, ou no mar, degradação dos solos e das zonas costeiras, esgotamento de recursos abióticos, perda de biodiversidade, impactes visuais e ruído (Antunes *et al*, 2000).

2.3.2 Energia nuclear

A operação de centrais nucleares em condições normais não gera impactes ambientais sérios, embora apresente o problema do armazenamento e da deposição dos resíduos radioactivos, particularmente os resultantes do combustível utilizado ou do processamento dos resíduos. Existe também o risco de impactes ambientais de grande dimensão resultantes de acidentes nucleares como o de *Chernobyl*, assim como uma grande preocupação com o destino a dar aos resíduos resultantes do desmantelamento das centrais em fim de vida (EEA, 1995).

2.3.3 Resíduos

Além dos impactes ambientais apontados à produção de energia eléctrica a partir de combustíveis fósseis, esta tecnologia tem associados impactes como a produção de metais pesados e a emissão de dioxinas (OECD/IEA, 1998).

2.3.4 Fontes de energia renováveis

Do ponto de vista ambiental, as análises comparativas das tecnologias renováveis com as tecnologias convencionais¹³ são claramente favoráveis às primeiras (UE, 2002). Contudo, a produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis não está isenta de impactes ambientais (OECD/IEA, 1998).

Nos pontos seguintes apresentam-se os principais impactes ambientais associados à produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis.

2.3.4.1 Grandes aproveitamentos hidroeléctricos

Os principais impactes ambientais associados a um grande aproveitamento hidroeléctrico são: a inundação de áreas agrícolas e florestais, os impactes nos ecossistemas terrestres e aquáticos decorrentes de alterações na qualidade da água e nos fluxos hidrológicos, e a intrusão visual (OECD/IEA, 1998). Normalmente, os impactes

¹³ Consideram-se tecnologias convencionais as centrais térmicas e as centrais nucleares.

ambientais dos aproveitamentos de fio-de-água são de magnitude inferior aos das albufeiras (Antunes *et al*, 2000).

2.3.4.2 Outras fontes de energia renováveis

Nos parágrafos seguintes apresentam-se os principais impactes ambientais associados à produção de energia eléctrica a partir de outras fontes de energia renováveis, além da grande hídrica:

- Eólica: ruído, intrusão visual, impactes na avifauna e conflitos com outros usos do solo (Comissão Europeia, 1994);
- Mini-hídrica: alteração do regime dos rios, impactes sobre a ictiofauna, intrusão visual (Antunes *et al*, 2000);
- Solar fotovoltaica: ocupação do solo, intrusão visual, etc. A produção das células é um processo intensivo em energia, emissor de poluentes atmosféricos e produtor de resíduos sólidos perigosos (Antunes *et al*, 2000);
- Biomassa: perda de qualidade do solo¹⁴, emissão de gases com efeito de estufa¹⁵, acidificação, intrusão visual (OECD/IEA, 1998);
- Geotérmica: emissões atmosféricas, poluição química e térmica das águas superficiais e subterrâneas, indução de sismicidade e afundamento do solo (Comissão Europeia, 1994)

2.3.5 Quantificação de alguns impactes ambientais da produção de energia eléctrica

Como foi referido no ponto 2.3.1, a produção de energia eléctrica a partir de combustíveis fósseis emite poluentes atmosféricos que são responsáveis por alguns dos principais impactes ambientais apontados a esta actividade. Na Figura 5, apresentam-se as emissões de CO₂, SO₂ e NO_x verificadas em Portugal, em 2001, por sector de actividade económica. No total nacional de emissões, a produção de energia eléctrica¹⁶

¹⁴ Impacte apenas associado às culturas energéticas.

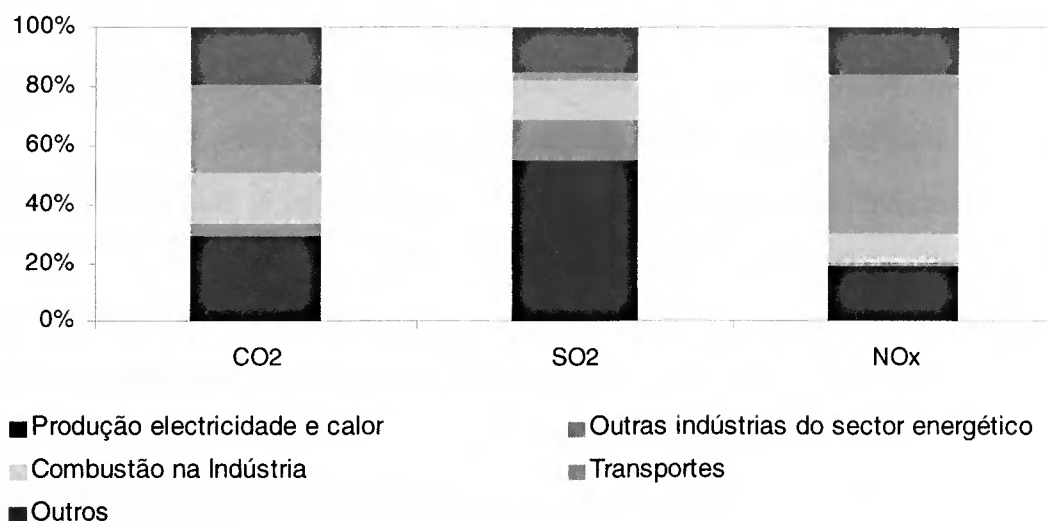
¹⁵ Tal como a queima de combustíveis fósseis, a combustão da biomassa é responsável pela emissão de CO₂ para atmosfera. Contudo, o CO₂ emitido pela combustão da biomassa foi sequestrado da atmosfera durante o crescimento das culturas, não contribuindo para o aumento da concentração do CO₂ na atmosfera e, consequentemente, para as alterações climáticas (Antunes *et al*, 2000).

¹⁶ É importante referir que o nível de emissões associado à produção de energia eléctrica depende bastante do ano hidrológico, devido à forte componente hídrica do sistema electroprodutor português. O ano de 2001 foi um ano húmido, pelo que o valor das emissões apresentado está subavaliado relativamente a um ano seco.

(produção de electricidade e calor) contribuiu com cerca de 30% das emissões de CO₂, 55% das emissões de SO₂ e 19 % das emissões de NO_x. Em termos absolutos este sector foi responsável pela emissão de 19 132 kton de CO₂, 170,5 kton de SO₂ e 74,2 kton NO_x.

No que concerne os grandes aproveitamentos hidroeléctricos, os impactes ambientais mais significativos são em termos de ocupação do solo e de perda de biodiversidade. De acordo com Antunes *et al* (2000), os aproveitamentos hidroeléctricos do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) são responsáveis pela inundação de uma área total de 21 855 ha.

Figura 5 – Emissões de CO₂, SO₂ e NO_x em 2001, por sector de actividade



Fonte: Instituto do Ambiente (2003).

2.4 Alterações climáticas

As alterações climáticas são actualmente consideradas uma das mais sérias ameaças ambientais a nível global, com fortes impactes nos ecossistemas, na qualidade da água, na saúde humana e nas actividades económicas. A abordagem desta problemática é enquadrada, formalmente, ao nível mundial, com a criação do Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas, em 1998, com a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (CQNUAC), em 1992, na Cimeira da Terra, no Rio de Janeiro, e, mais recentemente, do Protocolo de Quioto em 1997 (CAC, 2002).

No âmbito do Protocolo de Quioto, os países do Anexo I¹⁷ ao Protocolo comprometeram-se a reduzir as suas emissões de seis gases com efeito de estufa¹⁸, avaliadas em ton CO₂ equivalentes, em cerca de 5% do nível de emissões de 1990, no período compreendido entre 2008 e 2012. Adicionalmente, as Partes concordaram em definir quotas de emissão individuais para cada país, com excepção da União Europeia que ratificou o Protocolo como um bloco, tendo-se comprometido a reduzir as suas emissões de GEE's em 8% no período compreendido entre 2008 e 2012.

Em 1998, os Estados-Membros da União Europeia chegaram a um acordo de partilha de esforços traduzido em metas de redução de GEE's individuais para cada Estado-Membro. As quotas estabelecidas permitem que Portugal aumente o seu nível emissões em cerca de 27% do nível de emissões de 1990, no período compreendido entre 2008 e 2012. Contudo, em 2010, Portugal continuará a ser o país da União Europeia com o menor nível de emissões *per capita*, cerca de 7,64 ton/hab, enquanto, por exemplo, a Alemanha e o Reino Unido apresentarão níveis de emissão de 11,78 e 11,09 ton/hab, respectivamente.

Para poderem atingir os compromissos assumidos, as Partes têm flexibilidade na forma como poderão reduzir as suas emissões. Assim, para além do desenvolvimento de políticas e medidas nacionais, o Protocolo preconiza três mecanismos de flexibilidade baseados em mecanismos de mercado, que visam permitir alcançar as metas de redução assumidas de forma economicamente mais eficiente: o Mecanismo de Implementação Conjunta¹⁹, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo²⁰ e o Comércio de Emissões²¹.

¹⁷ Os signatários englobam todos os 15 Estados-membros da União Europeia, mais 24 países membros da OCDE em 1992 (incluindo a Austrália, os Estados Unidos, o Japão a Noruega e a Suíça) e 11 países das denominadas economias em transição (incluindo a Rússia).

¹⁸ CO₂, CH₄, N₂O, HFC's, PFC's e SF₆.

¹⁹ O Mecanismo de Implementação Conjunta permite a qualquer país do Anexo I transferir para, ou adquirir de, outro país desenvolvido Unidades de Redução de Emissões (ERU's) resultantes de projectos destinados à redução das emissões antropogénicas das fontes ou do aumento da capacidade de absorção dos sumidouros de GEE's em qualquer sector da economia, de forma a cumprir os compromissos assumidos. Este mecanismo permite ao país promotor do projecto adicionar à quota de emissões a que tem direito as ERU's resultantes do projecto, enquanto o país de acolhimento do projecto deverá subtrair as ERU's à sua quota de emissões.

²⁰ O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo permite aos países do Anexo I receber créditos de emissões certificadas de GEE's pela promoção de projectos de redução de GEE's ou da transferência de tecnologia que cumpra o mesmo objectivo para um país em vias de desenvolvimento.

²¹ O Comércio de Emissões, permite a um país que estime não ser capaz de cumprir, estritamente, o limite de emissões a que se comprometeu no âmbito do Protocolo, adquirir emissões a um outro país que estime não ir utilizar, integralmente, as emissões a que, nos termos do Protocolo, tem direito. O país adquirente pode adicionar as emissões

No âmbito da estratégia europeia de combate às alterações climáticas foi aprovada, pelo Conselho e pelo Parlamento Europeu, a Directiva 2001/77/CE, de 27 de Setembro de 2001, relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade e, mais recentemente, a Directiva Europeia relativa à criação do quadro de comércio de direitos de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade Europeia.

O cumprimento do protocolo de Quioto vai exigir um esforço significativo por parte de Portugal, pois estima-se que as emissões admissíveis para o período 2008-2012 tenham já sido ultrapassadas (em 2001, as emissões tinham já aumentado 32,8% relativamente aos valores de 1990, quando o limite, nos termos do protocolo de Quioto, é de 27%, até 2012)

Dos vários sectores de actividade económica responsáveis pela emissão de GEE's, o sector energético²², no qual se inclui o sector eléctrico, é a principal fonte antropogénica de emissões de gases com efeito de estufa. Com efeito, em 2001, este sector foi responsável pela emissão de 22 055 kton CO_{2eq} para a atmosfera, cerca de 74,6% do total nacional de emissões de gases com efeito de estufa. O sector eléctrico (produção pública de electricidade e calor) foi responsável por 31,5 % das emissões do sector energético, em termos de CO_{2eq}.

O forte contributo do sector eléctrico para o problema das alterações climáticas exige que os agentes do sector assumam a sua quota-parte no esforço de redução das emissões necessário para o cumprimento dos compromissos de Quioto. Neste sentido, os agentes do sector eléctrico, para fazer face aos seus compromissos, poderão adoptar diversas medidas mitigação de impactes ambientais associados à produção de energia eléctrica que, actualmente, têm ao seu dispor.

que comprou ao seu limite de emissões, alargando-o, enquanto o país que vendeu emissões tem que as subtrair ao seu montante (Coucello, 1998).

²² No sector energético incluem-se não só as actividades de queima de combustíveis nas indústrias da energia, na indústria transformadora e construção, nos transportes e noutros sectores (comercial/institucional, doméstico e agricultura/florestas), mas também as emissões fugitivas dos combustíveis (Antunes *et al*, 2000).

2.5 Medidas de mitigação dos impactes ambientais da produção de energia eléctrica

Os impactes ambientais associados à produção de energia eléctrica encontram-se entre os impactes mais severos enfrentados pelas sociedades industrializadas (Swisher *et al*, 1997), logo depois dos transportes e das indústrias de processo, o que só por si justifica a sua mitigação. Com efeito, a melhoria do desempenho ambiental da actividade de produção de energia eléctrica passa pela redução dos impactes ambientais associados às diversas tecnologias de produção.

De um modo geral, a redução dos impactes ambientais da produção de energia eléctrica pode ser realizada através de intervenções nos diversos pontos da cadeia causal que conduz aos diferentes problemas ambientais (Antunes *et al*, 2000). Em Ferguson (1999) são apresentados três conjuntos de medidas de mitigação dos impactes ambientais associados à produção de energia eléctrica, a saber:

- reduzir a procura de energia eléctrica, ou pelo menos reduzir a sua taxa de crescimento, através do aumento da eficiência no consumo final de energia eléctrica. Nesta classe de medidas enquadra-se o Planeamento Integrado de Recursos (*Integrated Resource Planning* – IRP), que é uma ferramenta de planeamento onde são consideradas as opções do lado da procura a par com as opções do lado da oferta, de modo a que as necessidades energéticas possam ser satisfeitas ao mínimo custo, incluindo os custos ambientais e outros custos sociais (Swisher *et al*, 1997). Assim, os benefícios ambientais da utilização racional de energia e os recursos renováveis devem ser considerados no planeamento da produção de energia eléctrica;
- melhorar a eficiência na geração e reduzir os resíduos e as emissões poluentes das centrais existentes. Este grupo de medidas engloba a escolha de combustíveis ambientalmente mais “limpos” e de tecnologias de conversão mais eficientes como são os casos do gás natural e das tecnologias de cogeração e de ciclo combinado.

Dentro deste conjunto de medidas há ainda a considerar as medidas de “fim de linha”, isto é, as técnicas ou tecnologias aplicadas no processo com o objectivo de minimizar os impactes ambientais. São exemplos destas medidas: os

despoeiradores, os precipitadores electroestáticos, os queimadores de baixo NO_x, os dessulfuradores (Costa, 2002);

- incrementar a taxa de substituição dos combustíveis fósseis e nucleares por recursos renováveis e sustentáveis.

Na maior parte dos casos não existe uma medida considerada óptima, ou aplicável em todas as situações, pelo que um mais efectivo controlo dos problemas ambientais passa geralmente pela adopção simultânea de um conjunto de medidas actuando nos diversos pontos do sistema eléctrico. No entanto, o primeiro conjunto de medidas apresentado é, à partida, o mais eficaz para resolver os problemas ambientais associados à produção de energia eléctrica, dado que se dirige para as suas causas últimas, permitindo não só poupar recursos escassos como evitar a geração de emissões e resíduos. A actuação a este nível tem ainda a vantagem de contribuir para a resolução simultânea de vários problemas ambientais (Antunes *et al*, 2000). Ora, a produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis pode enquadrar-se nesta classe de medidas de redução dos impactes ambientais, no sentido em que a sua utilização contribui, por um lado, pela sua natureza inesgotável, para redução do uso de recursos escassos e, por outro lado, pela sua natureza dispersa que implica menores necessidades de conversão e de transporte, para uma redução adicional dos impactes ambientais associados à produção de energia eléctrica (UE, 2002; Collares-Pereira, 1998).

3. Produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis

No presente capítulo apresentam-se os conceitos de recurso renovável, de fontes de energia renováveis (FER) e de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis (E-FER). Enquadra-se juridicamente a actividade de produção E-FER e apresentam-se os principais obstáculos ao desenvolvimento da produção E-FER em Portugal.

Por último, identificam-se os instrumentos de política energética e do ambiente destinados à promoção da E-FER actualmente ao dispor das autoridades políticas.

3.1 Definição

Segundo Sweeney *et al* (1993), os recursos renováveis são recursos que se auto-renovam numa escala de tempo importante para a tomada de decisão económica, podendo dividir-se em recursos armazenáveis (auto-reguláveis) e recursos não armazenáveis (não auto-reguláveis). Os recursos renováveis armazenáveis apresentam-se tipicamente como um *stock* que pode ser utilizado ou armazenado. A biomassa, a energia hídrica e alguns recursos geotérmicos pertencem a esta classe de recursos. Nestes casos, a quantidade do recurso utilizado num dado período influencia a quantidade do recurso disponível em períodos subsequentes. No caso dos recursos não armazenáveis, por exemplo a energia eólica e a radiação solar, a quantidade do recurso utilizada num dado período não tem influência directa na quantidade de recurso disponível em períodos subsequentes.

A partir da definição de recurso renovável apresentada é fácil perceber porque os combustíveis fósseis e nucleares não são uma fonte de energia renovável, pois estas fontes de energia apresentam velocidades de renovação tão baixas, que é correcto dizer que a natureza apenas as disponibilizou uma única vez.

Na literatura existem diversas definições de fontes de energia renováveis. Na presente dissertação adoptou-se a definição proposta na Directiva 2001/77/CE. Esta Directiva considera fontes de energia renováveis, as fontes de energia não fósseis renováveis (energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hidráulica, de biomassa, de

gases dos aterros, de gases das instalações de tratamento de lixo e do biogás) (Comissão Europeia, 2001).

As fontes de energia renováveis podem ser utilizadas para gerar energia eléctrica, para produzir calor ou para produzir combustíveis líquidos para utilização nos transportes (EEA, 2001). Contudo, na presente dissertação, limitar-se-á o estudo à geração de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis em instalações ligadas à rede pública. Neste sentido, importa definir o conceito de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis. Assim, e recorrendo uma vez mais à Directiva 2001/77/CE, entende-se por electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, a electricidade produzida por centrais que utilizem exclusivamente fontes de energia renováveis, bem como a quota de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis em centrais híbridas que utilizam igualmente fontes de energia convencionais, incluindo a electricidade renovável utilizada para encher sistemas de armazenamento e excluindo a electricidade produzida como resultado de sistemas de armazenamento (Comissão Europeia, 2001).

As principais fontes de energia renováveis utilizadas na produção de energia eléctrica em Portugal são:

- a energia hídrica ou hidráulica: geração de energia eléctrica através da conversão da energia disponível numa determinada massa de água;
- a energia eólica: aproveitamento da energia contida no vento para produção de energia eléctrica;
- a energia fotovoltaica: utiliza materiais semicondutores para capturar a energia do sol e convertê-la directamente em energia eléctrica;
- a energia da biomassa: compreende várias matérias-primas orgânicas. Os sistemas de energia da biomassa utilizam diversas tecnologias de conversão para produzir energia eléctrica, calor e combustíveis;
- a energia geotérmica: utiliza o calor gerado na crosta terrestre para produzir energia eléctrica;
- a energia dos oceanos: explora a energia dos oceanos, tal como a energia das ondas e das marés, para produzir energia eléctrica.

3.2 Enquadramento

3.2.1 Enquadramento jurídico nacional

O sector eléctrico português encontra-se enquadrado juridicamente pelos Decretos-Lei n.º 182/95 ao n.º 185/95²³, de 27 de Julho, com as alterações que lhe foram introduzidas pelo Decreto-lei 56/97, de 14 de Março. Estas alterações tiveram como principal objectivo a harmonização deste “pacote legislativo” com a Directiva Comunitária 96/92/CE, de 19 de Dezembro.

Em Novembro de 2001, as Administrações portuguesa e espanhola deram início ao processo de convergência dos sistemas eléctricos dos dois países com a celebração do “Protocolo de Colaboração para a Criação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL)”.

Posteriormente, na XVIII Cimeira Luso-Espanhola, realizada em Valência, em Outubro de 2002, foram definidos o modelo de organização do Operador de Mercado Ibérico (OMI) e calendarizadas as principais metas de concretização do MIBEL. Assim, a partir de Julho de 2004 o mercado português de energia eléctrica estará completamente liberalizado, ou seja, todos os consumidores de energia eléctrica poderão escolher livremente o seu fornecedor.

No âmbito do processo de desenvolvimento e criação do MIBEL foi aprovado o Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, onde são definidas as condições de exercício, em regime de mercado, das actividades de comercialização, importação e exportação de energia eléctrica. Estas actividades são realizadas em mercados organizados ou através de contratos bilaterais com produtores, outros agentes externos, outros comercializadores e clientes finais. Para o efeito, são criadas as figuras de Comercializador²⁴ e de Agente Externo²⁵.

Paralelamente à publicação do Decreto-Lei n.º 184/2003, foi publicado o Decreto-Lei n.º 185/2003 onde são consagradas, entre outras, as regras gerais aplicáveis à

²³ O denominado “Pacote legislativo de 95”

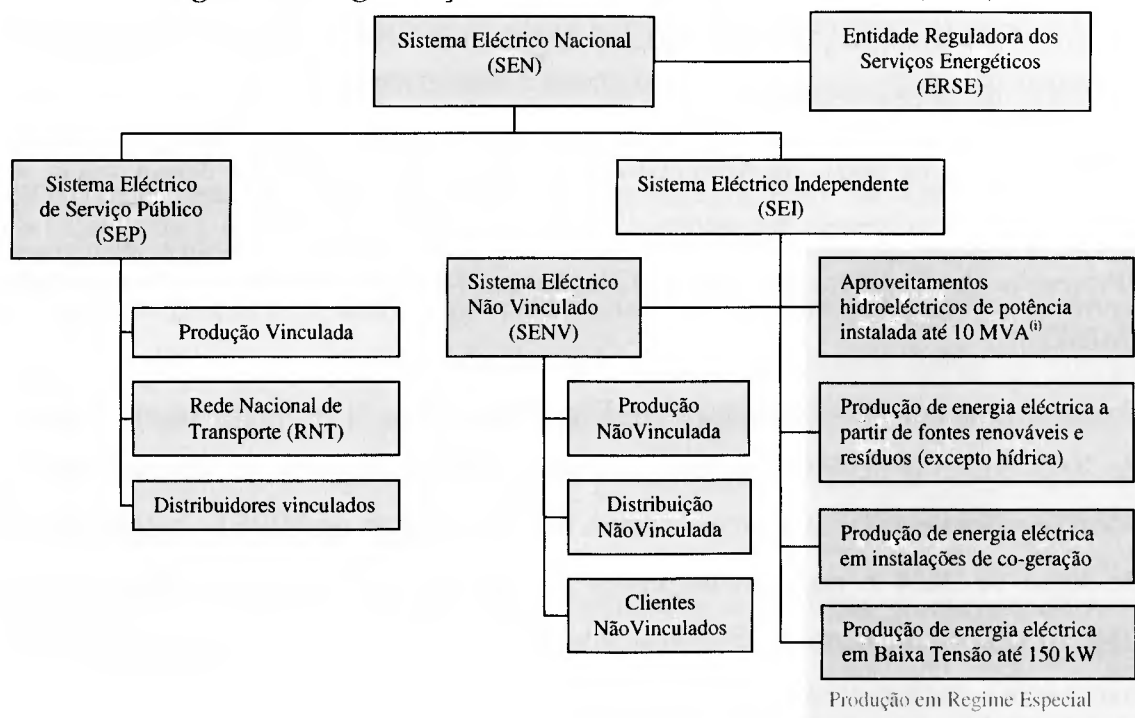
²⁴ Entende-se por comercializador a entidade que exerce actividade de compra por grosso e venda por grosso ou a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.

²⁵ Entende-se por a agente externo a entidade que exerce a actividade de importação e ou de exportação de energia eléctrica entre mercados.

comercialização de energia eléctrica no Sistema Eléctrico Nacional (SEN), aos agentes de mercado e ao mercado organizado.

A organização do SEN, tal como foi definida no Decreto-Lei n.º 182/95, encontra-se representada na Figura 6.

Figura 6 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN)



(i) Posteriormente alterado para 10 MW pelo Decreto-Lei n.º 168/99, apesar do Decreto-Lei n.º 182/95 não ter sido alterado

Fonte: ERSE (2002a)

O Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) tem como objectivo assegurar em todo o território continental a satisfação das necessidades dos consumidores de energia eléctrica, em regime de serviço público.

O SEP é fisicamente constituído pela Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT), explorada em regime de concessão de serviço público, e pelo conjunto de instalações de produção e redes de distribuição explorado mediante um regime de licença vinculada ao SEP.

O Sistema Eléctrico Independente (SEI) integra o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e o regime especial de produção (PRE). Este sistema não tem responsabilidades de serviço público.

O SENV é integrado pelos produtores, distribuidores e clientes não vinculados. Neste sistema, o regime do exercício das actividades de produção e de distribuição tem por finalidade a satisfação de necessidades próprias ou de terceiros através de contratos comerciais não regulados. Aos agentes do SENV é garantido o acesso não discriminatório às redes do SEP e às interligações.

A PRE integra a produção de energia eléctrica em aproveitamentos hidroeléctricos até 10 MW de potência aparente instalada, a produção de energia eléctrica em instalações de cogeração, a produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis, com excepção da energia hidráulica, e a produção de energia eléctrica em baixa tensão destinada predominantemente a consumo próprio com potência instalada não superior a 150 kW.

A regulação das relações comerciais entre o SEP e o SENV, bem como das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica no SEP é exercida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que faz parte integrante do SEN.

O regime especial de produção de energia eléctrica tem as suas raízes no início da década de 1980, quando é criada a figura do auto-produtor pelo Decreto-Lei n.º 20/81, de 28 de Janeiro. Para além da produção de energia eléctrica, nos termos estabelecidos, para consumo próprio, o auto-produtor podia entregar o excedente à rede pública, sendo, para o efeito, prevista a aplicação de um tarifário específico (Ribeiro, 2001). Posteriormente, a Lei n.º 21/82, de 28 de Julho, cria a figura do produtor independente de energia eléctrica.

À data da publicação do “Pacote legislativo de 1995”, o exercício da actividade de produção de energia eléctrica dentro de determinados limites de potência instalada, por qualquer entidade, independentemente da sua forma jurídica, que utilizasse recursos renováveis ou instalasse sistemas de co-geração, encontrava-se enquadrado juridicamente pelo Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio. A publicação deste diploma deu um forte incentivo à produção independente, nomeadamente a instalações de cogeração e mini-hídricas (ERSE, 2000).

Em 1999 é revisto o normativo aplicável à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis através do Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio. Este novo

diploma, especificamente aplicável à produção de energia eléctrica baseada na utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, apresentou como principais novidades: a alteração do tarifário aplicável à venda de energia eléctrica produzida a partir de recursos renováveis, estabelecendo os princípios necessários à internalização dos benefícios ambientais proporcionados por essas instalações, e a alteração dos mecanismos conducentes à definição dos pontos de interligação das instalações de produção, de forma a introduzir maior transparência e equidade de tratamento dos diversos promotores.

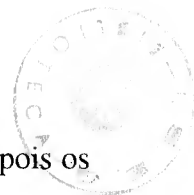
Em 2001, o modelo de remuneração da energia eléctrica produzida a partir de recursos renováveis foi revisto pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro. Este diploma estabelece uma remuneração diferenciada por tecnologia e por regime de exploração, reconhece a natureza intemporal do contributo ambiental das instalações em causa e introduz o pagamento de uma renda pelas empresas detentoras de centrais eólicas aos municípios onde as mesmas se encontram implantadas.

3.2.2 O Protocolo de Quioto e a E-FER

Nos últimos anos tem-se assistido a uma crescente preocupação com os problemas ambientais, nomeadamente com as alterações climáticas.

O Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas apontou o importante papel a desempenhar pelas fontes de energia renováveis na substituição dos combustíveis fósseis, ao notar que *“no longo prazo, as fontes de energia renováveis poderão satisfazer uma parcela significativa da procura mundial de energia”* (IPCC, 1996). Todavia, o Protocolo de Quioto não define um apoio directo às fontes de energia renováveis e apenas faz referências gerais à promoção das energias novas e renováveis no seu artigo 2.º, quando estabelece que *“Cada Parte incluída no anexo I..., compromete-se a: (a) implementar e/ou desenvolver políticas e medidas de acordo com as suas especificidades nacionais, tais como: (iv) Investigar, promover, desenvolver e aumentar a utilização de formas de energia novas e renováveis, de tecnologias de absorção de dióxido de carbono e de tecnologias ambientalmente comprovadas que sejam avançadas e inovadoras”*.

Enquanto o disposto no artigo 2.º provavelmente não terá aplicação prática directa, os mecanismos de implementação conjunta e de desenvolvimento limpo poderão apoiar o



desenvolvimento das fontes de energia renováveis de uma forma mais concreta, pois os investidores podem ganhar créditos de redução de emissões de gases com efeito de estufa. Assim, o novo regime de combate às alterações climáticas pode oferecer uma oportunidade de desenvolvimento das fontes de energia renováveis, pois estas conduzem a aumentos nulos nas emissões de gases com efeito de estufa e constituem uma ferramenta ideal para o desenvolvimento sustentável (Leggett, 1998).

Por último, o comércio de emissões também poderá contribuir para o desenvolvimento das fontes de energia renováveis, uma vez que os produtores de energia eléctrica a partir de combustíveis fósseis, ao internalizarem os custos da redução das emissões no preço da energia eléctrica, fazem elevar o preço da energia das fontes convencionais, aumentando a competitividade das energias renováveis.

3.2.3 Enquadramento jurídico comunitário

Conscientes da importância da promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, por razões de segurança e diversificação do abastecimento de energia, de protecção ambiental, bem como de coesão social e económica, o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia adoptaram a Directiva 2001/77/CE, de 27 de Setembro de 2001, relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade. Esta Directiva surge na sequência do Livro Branco²⁶ “Energia para o futuro: Fontes de energia renováveis” e confirma o objectivo de, até 2010, aumentar para 12% a quota do consumo interno bruto de energia proveniente de fontes de energia renováveis no conjunto dos países da Comunidade e para 22,1% a quota de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis. Neste sentido, o aumento da utilização de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis constitui uma parte substancial do pacote de medidas necessário ao cumprimento do Protocolo de Quioto.

A Directiva estabelece uma série de medidas de aplicação imediata e a longo prazo, com o objectivo de promover o aumento da contribuição das fontes de energia renováveis para a produção de electricidade no mercado interno da electricidade e criar uma base para o futuro quadro comunitário do sector.

²⁶ COM (97) 599 final, de 26.11.1997

Nos parágrafos seguintes apresentam-se as principais medidas definidas na Directiva.

Segundo a Directiva, os Estados-Membros são obrigados a definir metas indicativas nacionais relativas ao consumo futuro de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis em termos de percentagem do consumo de electricidade (Comissão Europeia, 2001). Na definição das metas nacionais, os Estados-Membros devem certificar-se que as mesmas são compatíveis com os compromissos nacionais assumidos no contexto dos compromissos relativos às alterações climáticas aceites pela Comunidade a título do Protocolo de Quioto e tomar em consideração os valores de referência das metas nacionais definidos na Directiva. No caso de Portugal, o valor de referência para a meta indicativa nacional relativa à parte da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no consumo bruto de electricidade²⁷, em 2010, é de 39,0%. Contudo, o Estado Português declarou que, para manter como meta indicativa para 2010 a quota de 1997 de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, se presume que (Comissão Europeia, 2001):

- o plano nacional de electricidade poderá prosseguir com a construção de nova capacidade hidroeléctrica superior a 10MW;
- outro tipo de capacidade renovável, só possível mediante auxílios estatais, venha a aumentar a uma taxa oito vezes superior à verificada recentemente.

A Comissão Europeia, ao abrigo da Directiva, deverá controlar a conformidade dos objectivos nacionais com a meta indicativa global e, além disso, deverá certificar-se que os Estados-Membros progrediram na realização das suas metas indicativas nacionais. No caso das metas nacionais não serem cumpridas, a Comissão deverá apresentar propostas ao Parlamento Europeu e ao Conselho que incluam, eventualmente, metas obrigatórias.

No que concerne os regimes de apoio à electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, a Directiva não define um regime de apoio harmonizado à escala comunitária. Todavia, quatro anos após a entrada da Directiva, a Comissão, tendo em conta a experiência adquirida com a aplicação e a coexistência dos diversos mecanismos nacionais de apoio, poderá fazer uma proposta para um regime de apoio mais

harmonizado. Esta proposta deverá tomar em consideração as características das diferentes fontes de energia renováveis, as diversas tecnologias e as diferenças geográficas, bem como incluir períodos transitórios para os regimes de apoio nacionais e manter a confiança dos investidores. Adicionalmente, o mecanismo adoptado deverá ser compatível com os princípios do mercado interno da electricidade e favorecer a promoção da utilização de fontes de energia renováveis, sendo simples e simultaneamente tão eficiente quanto possível, designadamente em termos de custos (Comissão Europeia, 2001).

No sentido de facilitar o comércio da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis e aumentar a transparência, simplificando a escolha do consumidor, os Estados-Membros devem assegurar que, em resposta a um pedido, sejam emitidas garantias de origem, implementando, para o efeito, um sistema nacional de garantia de origem da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis.

A garantia de origem deverá permitir que os produtores de electricidade a partir de fontes de energia renováveis demonstrem que a electricidade que vendem tem origem em fontes de energia renováveis. Adicionalmente, a fim de permitir o comércio de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis na Comunidade e tendo em conta os princípios do mercado interno, as garantias de origem deverão ser mutuamente reconhecidas pelos Estados-Membros.

No que concerne os processos administrativos necessários ao licenciamento de novos aproveitamentos, a Directiva estabelece que os Estados-Membros devem avaliar o quadro legislativo e regulamentar existente no sentido de reduzir os obstáculos regulamentares e não regulamentares ao desenvolvimento da E-FER, simplificar e acelerar os procedimentos administrativos e assegurar que as normas são objectivas, não discriminatórias e transparentes. Até 27 de Outubro de 2003, os Estados-Membros devem publicar um relatório sobre a avaliação referida e, se for caso disso, indicar as acções empreendidas.

²⁷ O consumo nacional bruto de electricidade compreende a produção nacional de electricidade, incluindo a auto-produção, mais as importações, menos as exportações (Comissão Europeia, 2001).

Relativamente ao acesso às redes pelos produtores de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, a Directiva estabelece que os Estados-Membros devem elaborar um quadro legal ou exigir aos operadores das redes de transporte e de distribuição que:

- garantam o transporte e a distribuição da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis e, além disso, dêem prioridade ao despacho de instalações de produção que utilizam fontes de energia renováveis, na medida em que o funcionamento da rede nacional de energia eléctrica o permita;
- estabeleçam e publiquem normas-padrão relativas à imputação de custos das adaptações técnicas necessárias à integração nas redes de um novo centro produtor de electricidade a partir de fontes de energia renováveis e à partilha objectiva, transparente e não discriminatória dos custos das instalações da rede, designadamente ligações à rede e reforços, entre todos os produtores que delas beneficiem;
- forneçam aos novos operadores, que desejam ligar-se às redes, uma estimativa completa e pormenorizada dos custos da ligação e que permitam aos produtores lançar um convite à apresentação de propostas para a execução das obras de ligação.

A Directiva 2001/77/CE estabelece, ainda, que os Estados-Membros devem assegurar que a cobrança de tarifas de transporte e distribuição não discrimina a electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis.

Por último, a produção de E-FER encontra-se também enquadrada legalmente pela Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Julho de 2003, que estabelece as regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revogou a Directiva 96/92/CE.

3.2.4 Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003

Para dar cumprimento ao artigo 3.º da Directiva 2001/77/CE, que obriga os Estados-Membros a definir metas indicativas nacionais relativas ao consumo futuro de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, em termos de percentagem do consumo de electricidade para os dez anos seguintes, e a publicar um relatório onde devem ser destacadas as medidas tomadas ou projectadas a nível nacional para alcançar essas metas indicativas nacionais, o governo português aprovou o

Programa E4, Eficiência Energética e Energias Endógenas através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, de 19 de Outubro.

Em 28 de Abril de 2003, o Conselho de Ministros, por proposta do Ministro da Economia, aprovou as orientações da política energética portuguesa através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 Abril, e revogou a Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, que aprovara o Programa E4.

No que concerne a produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis, a Resolução n.º 63/2003 define as seguintes medidas (RCM, 2003):

- Promover os aproveitamentos hidroeléctricos e incentivar as energias renováveis. Neste sentido, foram estabelecidas metas indicativas para a capacidade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis a instalar até 2010, que se apresentam no Quadro 1;

Quadro 1 – Metas indicativas para a capacidade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis

Recursos endógenos	Capacidade instalada em 2001 (MW)	Capacidade instalada em 2010 (MW)
Eólico	101	3750
Mini-hídrica	215	400
Biomassa	10	150
Biogás	1	50
Resíduos sólidos urbanos	66	130
Ondas	0	50
Fotovoltaico	1	150
Grande-hídrica	4209	5000
Total	4603	9680

Fonte: Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 Abril

- Promover as iniciativas e investimentos de que resulte a redução da importação de energia primária, de forma a eliminar as distorções que penalizem o aproveitamento de recursos endógenos;
- Salvaguardar a apropriada valorização relativa dos benefícios ambientais induzidos pelos investimentos em fontes de energia renováveis, face às alternativas convencionais que utilizam combustíveis fósseis.

- Incentivar o aproveitamento de energias endógenas e mais limpas através da fixação de uma taxa de IVA de 12% para os equipamentos destinados ao aproveitamento de energias endógenas;
- Promover a produção descentralizada de energia eléctrica através da:
 - Adaptação dos programas de investimento dos operadores das redes eléctricas, de forma a possibilitar a interligação da produção descentralizada;
 - Introdução dos certificados verdes;
 - Promoção de mecanismos de utilização racional da água (bombagem) utilizada na produção de energia eléctrica.
- Manter o actual sistema de apoio às energias renováveis e resolver os entraves que ainda subsistem com o objectivo de concretizar as metas estabelecidas na Directiva 2001/77/CE e de viabilizar uma fileira industrial e de *know-how* português, cujo potencial de criação de emprego e de exploração são muito significativos.

3.3 Obstáculos ao desenvolvimento da E-FER

As fontes de energia renováveis encontram-se disponíveis em abundância na natureza e apresentam um considerável potencial económico (Comissão Europeia, 1997). Contudo, a teoria económica e a experiência até ao momento apontam para a existência de obstáculos que podem limitar o desenvolvimento destas fontes, caso não sejam adoptadas medidas políticas adequadas (Nogee, 1999).

Cada tecnologia de produção enfrenta obstáculos específicos. Todavia, existem características genéricas que afectam a maior parte das tecnologias de produção de E-FER, nomeadamente (Atlas, 1995; Preville, 1997; ADENE/INETI, 2002):

- os preços reduzidos das energias convencionais não incluem os custos associados às externalidades ambientais, impedindo as tecnologias de produção de E-FER de concorrer, de igual para igual, no mercado de energia eléctrica;
- os elevados custos de investimento inicial e as dificuldades na obtenção de financiamento de longo prazo a baixo custo;
- a existência de um regime fiscal pouco favorável para os equipamentos de produção de E-FER;

- as dificuldades na obtenção do licenciamento, frequentemente sujeito a processos de tramitação administrativa complexa, burocrática e morosa, onde intervêm, sem aparente coordenação, diversas instituições e ministérios;
- as dificuldades na ligação à rede pública por falta de capacidade da mesma e, ainda, por outras dificuldades processuais e operacionais, nomeadamente, a ausência de regras de acesso às redes que permitam compatibilizar os pontos de interligação com os locais de produção²⁸;
- a falta de familiaridade e experiência com as tecnologias de produção de E-FER, por parte das empresas do sector eléctrico, das instituições financeiras, das autoridades nacionais e locais, e do público em geral, leva a que as tecnologias de produção de E-FER sejam vistas como tecnologias caras, associadas a investimentos de alto risco ou como tendo impactes ambientais locais inaceitáveis;
- por último, o carácter intermitente de algumas tecnologias de produção de E-FER e a sua localização em zonas remotas, longe dos centros de consumo, podem contribuir para o aumento dos custos destas tecnologias, limitando a sua utilização.

Apesar da extensão da lista de obstáculos apresentada, o facto é que a maior parte destes obstáculos pode ser facilmente ultrapassada com a tomada de medidas e a definição de políticas adequadas.

No ponto seguinte apresenta-se um conjunto de instrumentos de política energética e ambiental que têm por objectivo mitigar os obstáculos enfrentados pela E-FER e promover a sua penetração no mercado de energia eléctrica.

3.4 Instrumentos de promoção da E-FER

No ponto 3.3 apresentaram-se os principais obstáculos que impedem uma maior penetração da E-FER no mercado da energia eléctrica. Para mitigar estes obstáculos, as

²⁸ Posteriormente à inventariação destes obstáculos no Fórum “Energias Renováveis em Portugal” (ADENE/INETI, 2002) foi publicado o Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, que estabelece o regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do SEP, proveniente de centros electroprodutores do SEI, no sentido de alcançar uma maior garantia de acesso às redes do SEP dos produtores em regime especial, e de estabelecer procedimentos administrativos mais eficientes que assegurem a igualdade de tratamento, a objectividade e a transparência das decisões.

autoridades políticas dispõem de vários instrumentos de política energética e ambiental que devem ser utilizados de forma combinada, já que não existe um instrumento óptimo que permita ultrapassar todos os obstáculos apresentados.

Os tipos de instrumentos de promoção da E-FER podem dividir-se em quatro classes: os instrumentos voluntários, os instrumentos de informação, os instrumentos regulatórios e os instrumentos económicos e fiscais.

Nos parágrafos seguintes apresentam-se os instrumentos económicos e fiscais de incentivo à produção de E-FER. Estes podem dividir-se em três classes:

- instrumentos de internalização das externalidades, que incluem as taxas ambientais e os mercados de direitos de emissão;
- instrumentos de apoio directo, que incluem os apoios ao investimento e os apoios à investigação e desenvolvimento (I&D);
- instrumentos de incentivo ao desenvolvimento da E-FER, que incluem as tarifas de compra a preço garantido, a adjudicação da quota de E-FER por concurso e os mercados de certificados verdes.

Em seguida, apresentam-se e discutem-se o regime de tarifas de compra a preço garantido e o regime de adjudicação da quota de E-FER por concurso. Em capítulo próprio apresenta-se e discute-se o mercado de certificados verdes, tema principal desta dissertação.

3.4.1 Tarifa de compra a preço garantido

O regime de tarifas de compra a preço garantido²⁹ caracteriza-se pela obrigação de compra da E-FER pelo distribuidor³⁰ de energia eléctrica da área geográfica do produtor, a uma tarifa determinada pelas autoridades políticas e garantida por um determinado período de tempo (Menanteau *et al*, 2003). Este tipo de tarifas existe em Portugal desde 1988 e, actualmente, encontra-se em vigor em vários países da União Europeia, nomeadamente na Alemanha, em França e em Espanha.

²⁹ Feed-in Tariffs ou REFIT's – Renewable Energy Feed-in Tariffs, na literatura anglo-saxónica.

³⁰ Em Portugal, a obrigação de compra está atribuída à Entidade Concessionária da Rede Nacional de Transporte.

O sistema de tarifas de compra a preço garantido funciona como um subsídio à produção de E-FER. Ao abrigo deste sistema, os produtores de E-FER são incentivados a explorar todos os locais disponíveis para produzir E-FER, enquanto o custo marginal de produção de longo prazo for inferior ou igual ao preço da tarifa. Assim, todos os aproveitamentos beneficiam da tarifa, principalmente aqueles cujo custo marginal de produção de longo prazo é consideravelmente mais baixo que a tarifa. A diferença de qualidade entre os vários locais dos aproveitamentos conduz ao pagamento de uma renda diferencial, com vantagem para os projectos que apresentam custos de produção mais baixos (Menanteau *et al*, 2003).

As tarifas de compra a preço garantido apresentam duas variantes quanto à forma como os preços da tarifa são determinados. A primeira, a original, consiste na atribuição de um pagamento mínimo e uniforme por cada unidade de E-FER entregue à rede, independentemente do período de entrega da energia produzida e do diagrama de carga. Este tipo de tarifas está actualmente em vigor na Alemanha. A segunda consiste num pagamento por cada unidade de E-FER entregue à rede, dependente do período de entrega da energia produzida, e calculado com base nos custos evitados no sistema e, em alguns casos, complementado com um prémio ambiental (Wagner, 1997). Segundo este autor, nos diversos países onde é aplicado este tipo de tarifas não existe uma metodologia comum para a definição dos custos evitados³¹ pela produção de E-FER. As diferentes metodologias nacionais variam entre os custos marginais de curto prazo da poupança de combustível, utilizados em França, ou o conceito de custos evitados de longo prazo de todo o sistema eléctrico. Os tribunais germânicos definiram-nos como os custos evitados de uma empresa distribuidora de energia eléctrica.

O regime de preços de compra de E-FER definido pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, actualmente em vigor em Portugal, corresponde à segunda variante. Os custos evitados são definidos em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorização das emissões de CO₂ evitadas) (ERSE, 2003).

³¹ Internalizados, isto é, não considerando custos incluídos no prémio ambiental.

Existe ainda uma terceira variante das tarifas de compra a preço garantido que é um sistema híbrido de tarifa e mercado, pois consiste na atribuição à E-FER de um prémio sobre o preço de mercado da energia eléctrica. Este tipo de tarifas é actualmente utilizado em Espanha.

Em alguns países, a tarifa de compra a preço garantido não é atribuída automaticamente a todos os aproveitamentos de FER, sendo necessário requerer a atribuição da tarifa e a aprovação do distribuidor. Noutros países, apenas os novos aproveitamentos de FER são elegíveis para a atribuição de tarifas de compra a preço garantido. Este procedimento torna, muitas vezes, inviável a renovação, modernização ou expansão de aproveitamentos existentes (Wagner, 1997).

Uma desvantagem deste regime de apoio prende-se com o facto de não se conseguir saber, a priori, a quantidade de E-FER que vai ser produzida com um determinado preço da tarifa, pois é muito difícil à autoridade política que fixa a tarifa, para não dizer impossível, conhecer a curva dos custos de produção.

Por último, as tarifas de compra a preço garantido não promovem a eficiência económica, na medida em que não oferecem qualquer incentivo à redução dos custos de produção de E-FER.

3.4.2 Adjudicação da quota de E-FER por concurso

Neste sistema, as autoridades políticas estabelecem uma quota de produção de E-FER e organizam um concurso para repartir esta quantidade pelos produtores de E-FER. Os distribuidores são obrigados a comprar, aos produtores seleccionados, a quantidade de E-FER estabelecida na quota (Menanteau *et al*, 2003).

No regime de adjudicação da quota de E-FER por concurso, a concorrência entre produtores faz-se pelo preço do kWh ofertado durante o “leilão”. As propostas são classificadas, por ordem crescente, com base nos preços ofertados até se atingir a quota definida pelas autoridades políticas. Aos produtores de E-FER seleccionados são oferecidos contratos de longo prazo, para o fornecimento de E-FER ao preço ofertado no “leilão”. O custo marginal de produção da E-FER corresponde ao preço ofertado pelo último projecto seleccionado para satisfazer a quota. O subsídio ou prémio ambiental implicitamente atribuído a cada produtor corresponde à diferença entre o

preço oferecido no “leilão” e o preço no mercado de energia eléctrica (Menanteau *et al*, 2003).

O regime de adjudicação da quota de E-FER por concurso começou a ser utilizado no Reino Unido após a liberalização do sector eléctrico, tendo o sistema original, *Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO)*, sido concebido para apoiar a energia eléctrica de origem nuclear. Posteriormente, este regime foi estendido à E-FER.

No sistema inglês, os distribuidores satisfazem a obrigação de compra de E-FER, imposta pela autoridade política, através do mercado de energia eléctrica. O diferencial entre o preço de contrato³², pago aos produtores de E-FER, e o preço pago pelo distribuidor no mercado, é suportado por um fundo financiado por uma taxa³³ sobre os combustíveis fósseis usados na produção de energia eléctrica e suportada por todos os consumidores (Espey, 2001). Actualmente, o sistema de apoio ao desenvolvimento da E-FER assenta num mercado de certificados verdes, *The Renewables Obligation*.

O programa francês Eole 2005, implementado em 1996 para apoiar a energia eólica, é um sistema similar ao NFFO (Menanteau *et al*, 2003).

³² Quando o sistema inglês foi introduzido, o preço pago a todos os produtores E-FER correspondia ao preço marginal do leilão, conduzindo ao pagamento de uma renda diferencial aos restantes produtores. Nos “leilões” subsequentes, o preço pago foi o preço oferecido no “leilão” (Menanteau *et al*, 2003).

³³ Um aperfeiçoamento interessante a este sistema consiste em tornar a taxa variável com o conteúdo em carbono dos combustíveis utilizados.

4. Promoção das energias renováveis: fundamentos económicos

No ponto 3.4 apresentaram-se os instrumentos de incentivo ao desenvolvimento da produção de E-FER. Neste capítulo, apresentam-se os fundamentos e conceitos económicos que lhes estão subjacentes e que justificam a intervenção das autoridades políticas no mercado da produção E-FER.

4.1 O mercado e a eficiência económica

As sociedades actuais não dispõem de tudo aquilo que necessitam (ou desejam), pois estão condicionadas pela escassez dos recursos e pela tecnologia disponível. Neste sentido, cada economia deve procurar uma forma de responder às seguintes questões: que bens devem ser produzidos, como é que esses bens devem ser produzidos e para quem é que esses bens são produzidos (Samuelson, 1995). Em suma, a sociedade deverá possuir mecanismos que permitam determinar qual a forma mais eficiente de afectar os recursos em ambiente de escassez.

Em determinadas condições, e em particular em concorrência perfeita, a economia de mercado é a forma mais eficiente de afectar os recursos escassos numa economia (Samuelson, 1995), pois de acordo com o primeiro teorema fundamental do bem-estar, desde que os produtores e os consumidores actuem como tomadores dos preços e haja um mercado para cada bem e factor produtivo, o equilíbrio geral³⁴ corresponde a uma afectação óptima e eficiente no sentido de Pareto³⁵ (Mateus, 2002).

Uma situação em que se verifica uma afectação óptima e eficiente no sentido de Pareto corresponde a um estado da economia onde não existe outra forma de reorganizar a produção, ou o consumo, que aumente a satisfação de um indivíduo sem reduzir a satisfação de outro indivíduo. Uma economia é eficiente quando se encontra organizada de modo a fornecer aos consumidores o seu cabaz de bens e serviços preferido, dados os recursos e a tecnologia disponíveis. Portanto, se uma economia está a operar de forma

³⁴ O equilíbrio geral dos mercados estabelece os preços e as quantidades de modo a que a utilidade marginal de cada bem, para o conjunto dos consumidores, iguale o custo marginal de cada bem, para a sociedade.

³⁵ Vilfredo Pareto, economista italiano da escola suíça, 1848-1923

eficiente, então é impossível reorganizar a produção e o consumo de modo a deixar todos os agentes num estado de maior satisfação (Samuelson, 1995).

O primeiro teorema fundamental do bem-estar também é conhecido pelo teorema da mão invisível de Adam Smith (Mateus, 2002). Este economista e filósofo inglês do século XVIII refere, na sua obra *The Wealth of Nations*, que os agentes económicos ao actuarem no seu interesse próprio são conduzidos, como que por uma mão invisível, à maximização do bem-estar de toda a sociedade.

O primeiro teorema fundamental da economia do bem-estar estabelece que, caso se verifiquem as hipóteses subjacentes ao modelo competitivo, a concorrência perfeita é economicamente eficiente. Todavia, quando não se verificam algumas dessas hipóteses, o mercado deixa de assegurar uma afectação óptima de Pareto. Nesses casos diz-se que ocorreu a falência do mercado.

Segundo Stiglitz (2000) existem seis circunstâncias que dão origem à falência do mercado: a concorrência imperfeita, as externalidades, os bens públicos, os mercados incompletos, a informação imperfeita e, o desemprego, a inflação e o desequilíbrio.

Nos mercados de produção de energia eléctrica existem, pelo menos, duas circunstâncias que dão origem a falhas de mercado e que serão objecto de análise nesta dissertação: a existência de externalidades negativas e positivas (ex.: malefícios/benefícios associados à degradação/melhoria da qualidade ambiental não internalizados nas decisões económicas dos agentes) e a existência de bens públicos (ex.: segurança de abastecimento – quando existe não exclusividade e não rivalidade no consumo).

4.2 Teoria das externalidades

Tal como foi referido no ponto anterior, as externalidades estabelecem um caso em que o mercado não consegue afectar eficientemente os recursos produtivos, não se verificando as condições do primeiro teorema fundamental do bem-estar social. Em seguida, define-se e caracteriza-se o conceito de externalidade, assim como se apresentam diversas soluções para o problema das externalidades.

4.2.1 Definição e características das externalidades

O conceito de externalidade ou efeito externo tem sido estudado pelos economistas desde os tempos de A. Marshall e de A. C. Pigou. Contudo, parece não existir uma definição e interpretação consensual das externalidades por parte dos economistas (Verhoef, 1997), existindo na literatura económica diversas formas de definir este conceito.

Segundo Mas-Colell *et al* (1995), “Existe uma externalidade sempre que o bem-estar de um consumidor ou as possibilidades de produção de uma empresa são directamente afectados pelas acções de outro agente na economia”.

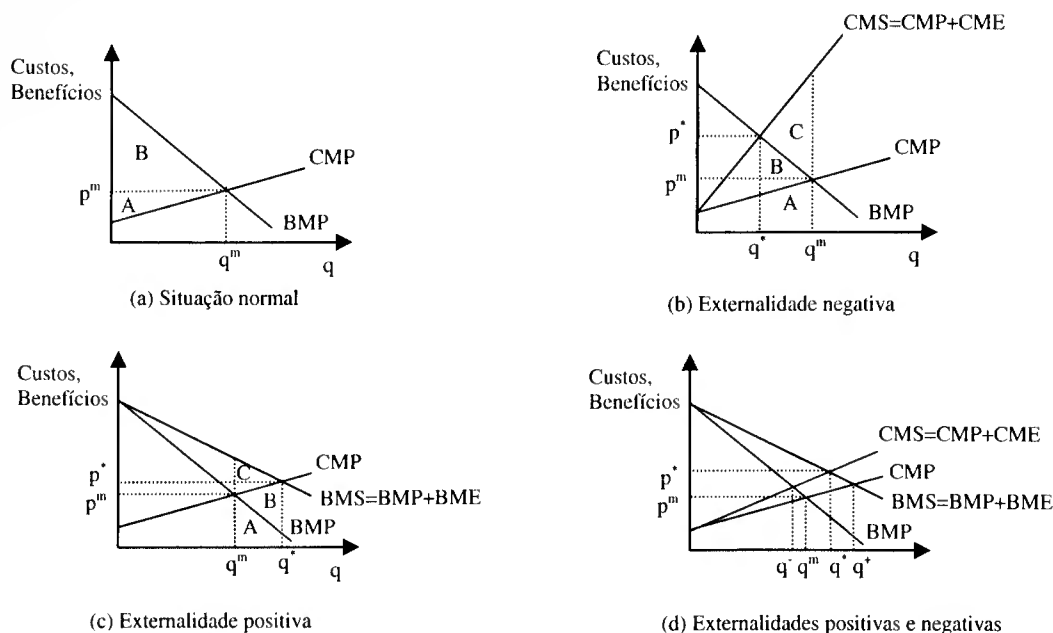
Esta definição revela que as externalidades podem verificar-se tanto na produção, como no consumo. Assim, está-se perante uma externalidade no consumo quando um consumidor é directamente responsável pelo consumo ou pela produção de outro agente. A externalidade na produção ocorre quando o conjunto das possibilidades de produção de uma empresa é directamente influenciado pelas decisões de produção ou de consumo de outro agente.

As externalidades também podem ser positivas ou negativas conforme originam um aumento ou diminuição no bem-estar ou produção de outros agentes económicos (Mateus, 2002).

Na Figura 7 (a) ilustra-se um mercado em concorrência perfeita na ausência de externalidades. No eixo horizontal mede-se a quantidade produzida do bem. A curva da procura, representada pela curva BMP, reflecte os benefícios marginais privados resultantes do consumo de uma unidade adicional do bem, e a curva da oferta da indústria, representada pela curva CMP, reflecte os custos marginais privados da produção de uma unidade adicional do bem.

Neste caso, a “mão invisível” de Adam Smith assegura a maximização do bem-estar social no ponto de equilíbrio do mercado, (p^m, q^m) , ponto onde os benefícios marginais privados igualam os custos marginais privados. Este ponto é um óptimo de Pareto. O máximo bem-estar social obtido nesta situação é dado pela área (A+B).

Figura 7 – Representação gráfica de externalidades negativas e externalidades positivas



Fonte: Adaptado de Verhoef (1997).

Na presença de externalidades negativas³⁶, Figura 7 (b), os custos marginais privados de produção do bem são inferiores aos custos marginais sociais (CMS). Os últimos incluem: a) custo marginal privado e b) custo marginal externo (CME). Assim, e de acordo com o primeiro teorema fundamental da economia do bem-estar, pode afirmar-se que a eficiência só será alcançada se o benefício marginal privado igualar o custo marginal social que inclui todos os custos que resultam da produção do bem. O nível de produção eficiente corresponderá a q^* . Com efeito, na presença de custos externos, o custo de mercado da produção do bem não representa o seu custo de oportunidade do ponto de vista da sociedade, pois trata-se de um custo baixo que conduz a um nível de produção socialmente elevado q^m ($q^m > q^*$) (Mateus, 2002). Assim, verifica-se uma perda de bem-estar face ao nível de produção eficiente q^* , que corresponde à área C representada na Figura 7 (b). Esta perda de bem-estar resulta do incremento dos custos associados a uma maior produção, representados pela área abaixo da função de custos relevante e que é a curva do CMS entre q^m e q^* (área $A+B+C$), que são parcialmente compensados pelos ganhos resultantes dos benefícios associados ao aumento na

³⁶ Considera-se, de modo a simplificar a análise, que todos os produtores têm a mesma tecnologia e que causam o mesmo impacto sobre a actividade de outras empresas e sobre o conjunto dos indivíduos da sociedade.

quantidade consumida, equivalentes à área abaixo da curva de procura (BMP) entre q^* e q^m (área $A+B$).

A maximização do bem-estar social na presença de externalidade negativas requer a restrição das actividades ao nível q^* , ponto onde o custo marginal social iguala o benefício marginal e a perda de bem-estar C é evitada (Verhoef, 1997).

A Figura 7 (c) apresenta a situação inversa, isto é, quando existem externalidades positivas. Neste caso, o benefício marginal social de produção do bem (BMS), que inclui o benefício marginal privado e o benefício marginal externo (BME), é superior ao benefício marginal privado. Assim, o nível de produção eficiente corresponderá a q^* , ponto em que é maximizado o bem-estar social. Com efeito, a existência de benefícios externos faz com que o benefício privado da produção do bem não represente o seu benefício do ponto de vista da sociedade, tratando-se de um preço reduzido que conduz a um nível de produção socialmente baixo q^m ($q^m < q^*$).

Existe, nesta situação, uma perda de bem-estar face ao nível de produção eficiente q^* , que corresponde à área C representada na Figura 7 (c). Esta perda de bem-estar resulta de uma redução nos benefícios devida à diminuição da quantidade consumida, equivalente à área abaixo da curva de procura relevante, que é a curva BMP entre q^* e q^m (área $A+B+C$), que é parcialmente compensada pelos ganhos resultantes da redução dos custos associados a uma menor produção, sendo representados pela área abaixo da função de custos CMP entre q^m e q^* (área $A+B$).

Por último, na Figura 7 (d) representa-se uma situação em que co-existem externalidades positivas e negativas.

Na ausência de externalidades, o ponto de equilíbrio do mercado, q^m , corresponde ao ponto em que os benefícios marginais privados igualam os custos marginais privados. Contudo, na presença de efeitos externos, a curva da oferta da indústria (CMP) não reflecte os custos marginais sociais de produção do bem, apenas reflecte os custos marginais privados, isto é, os custos que são directamente suportados pelos produtores. De igual modo, a curva da procura da indústria (BMP) não reflecte os benefícios marginais sociais resultantes da produção do bem, apenas reflectindo os benefícios marginais privados, isto é, os benefícios que são directamente apropriados pelos consumidores.

Assim, de acordo com o primeiro teorema fundamental da economia do bem-estar, a eficiência só será alcançada se o benefício marginal social igualar o custo marginal social, o que acontece no nível de produção eficiente q^* . Com efeito, na presença de externalidades diferencialmente positivas, o benefício e os custos privados da produção do bem não representa a totalidade dos benefícios e dos custos do ponto de vista da sociedade, conduzindo a um nível de produção socialmente baixo ($q^m < q^*$), constituindo uma causa evidente de falha de mercado. Contudo, se as empresas forem levadas a considerar o custo marginal externo (CME) e o benefício marginal externo (BME), o nível de produção aumenta de q^m para q^* , donde resulta um aumento no bem-estar social.

4.2.1.1 Implicações das externalidades no equilíbrio concorrencial

Nos parágrafos seguintes analisam-se as implicações das externalidades no equilíbrio concorrencial. Para o efeito, recorre-se a um modelo simplificado de equilíbrio parcial com dois agentes, proposto por Mas-Colell *et al* (1995).

Considerem-se dois consumidores, indexados por $i = 1, 2$, que constituem uma pequena parte de uma economia mais vasta e cujas acções não afectam os preços $p \in \mathbb{R}^L$ dos L bens trocados na economia. Com estes preços o rendimento do consumidor i é w_i .

Contrariamente ao modelo concorrencial *standard*, assume-se que cada consumidor não só tem preferências sobre o seu consumo dos L bens trocados (x_{1i}, \dots, x_{Li}) , mas também sobre uma acção $h \in \mathbb{R}_+$ praticada pelo consumidor 1. Então, a função de utilidade do consumidor i toma a forma $u_i(x_{1i}, \dots, x_{Li}, h)$ e é diferenciável relativamente à acção h praticada pelo consumidor i ,

$$\frac{\partial u_i(x_{1i}, \dots, x_{Li}, h)}{\partial h} \neq 0.$$

Dado que a acção h do consumidor 1 afecta o bem-estar do consumidor 2, está-se perante uma externalidade. Por exemplo, os dois consumidores vivem junto a um rio, mas o consumidor 1 está localizado a montante do consumidor 2. Neste caso, h pode representar a quantidade de poluição libertada no rio pelo consumidor 1; mais poluição implica a redução da fruição do rio pelo consumidor 2.

Deve referir-se que os efeitos externos não têm necessariamente que ser negativos para os agentes por eles afectados. A acção h poderia ser o embelezamento do jardim do consumidor 1, resultado que o consumidor 2 também desfruta.

A continuação da análise requer a definição da função de utilidade indirecta³⁷, (v_i) , sobre o nível h de cada consumidor i . Para o efeito, assume-se a compra óptima de bens pelo consumidor i a preços $p \in \mathbb{R}^L$ e rendimento w_i :

$$v_i(p, w_i, h) = \max_{x_i \geq 0} u_i(x_i, h)$$

$$s.a. \quad p \cdot x_i \leq w_i$$

Para facilitar a exposição considera-se a função de utilidade indirecta³⁸:

$$v_i(p, w_i, h) = \phi_i(p, h) + w_i$$

Como se assume que os preços dos L bens trocados não são afectados por qualquer uma das alterações consideradas, o vector dos preços p pode suprimir-se e ficar, simplesmente, $\phi_i(h)$. Assume-se, também, que $\phi_i(\cdot)$ admite segunda derivada negativa $\phi_i''(\cdot) < 0$.

Considere-se um equilíbrio concorrencial em que os preços dos bens são p , isto é, na posição de equilíbrio, cada um dos consumidores maximiza a sua utilidade sujeito unicamente ao seu rendimento e aos preços p dos bens trocados. O consumidor 1 escolherá o nível de $h \geq 0$ que maximiza $\phi_1(h)$. Assim, o nível de equilíbrio de h , h^* , satisfaz as condições necessárias e suficientes de 1.ª ordem:

$$\phi_1'(h^*) \leq 0, \text{ verificando-se a igualdade se } h^* > 0.$$

Para uma solução interior tem-se, portanto, $\phi_1'(h^*) = 0$.

Em contraste, em qualquer afectação óptima no sentido de Pareto, o nível óptimo de h , h^o , deve maximizar o excedente conjunto dos dois consumidores e, portanto, resolver o problema:

³⁷ A função de utilidade indirecta dá-nos a utilidade máxima que se pode obter com os preços p e com o rendimento w .

$$\text{Max}_{h \geq 0} \phi_1(h) + \phi_2(h).$$

Este problema dá-nos as condições necessárias e suficientes de 1.ª ordem para h^o

$$\phi_1'(h^o) \leq -\phi_2'(h^o), \text{ verificando-se a igualdade se } h^o > 0.$$

Portanto, para uma solução interior do problema de optimização de Pareto,

$$\phi_1'(h^o) = -\phi_2'(h^o).$$

Na presença de efeitos externos, tal que $\phi_2'(h) \neq 0$ para todo o h , o nível de equilíbrio de h não é um óptimo, excepto se $h^o = h^* = 0$.

Considere-se, por exemplo, o caso em que existem soluções interiores, isto é, quando $(h^*, h^o) >> 0$. Se $\phi_2'(\cdot) < 0$, tal que h cause uma externalidade negativa, então tem-se $\phi_1'(h^o) = -\phi_2'(h^o) > 0$; dado que $\phi_1'(\cdot)$ é decrescente e $\phi_1'(h^*) = 0$, isto implica que $h^* > h^o$.

Pelo contrário, quando $\phi_2'(\cdot) > 0$, h representa uma externalidade positiva, e $\phi_1'(h^o) = -\phi_2'(h^o) < 0$ implicando que $h^* < h^o$.

Na Figura 8 apresenta-se a solução do caso em que h corresponde a um efeito externo negativo, tal que $\phi_2'(h) < 0$ para todo o h . Nesta figura encontram-se representados $\phi_1'(\cdot)$ e $-\phi_2'(\cdot)$. Em concorrência perfeita, o nível de equilíbrio da externalidade h^* ocorre no ponto onde $\phi_1'(\cdot)$ cruza o eixo horizontal. Pelo contrário, o nível óptimo de externalidade corresponde ao ponto de intersecção entre $\phi_1'(\cdot)$ e $-\phi_2'(\cdot)$.

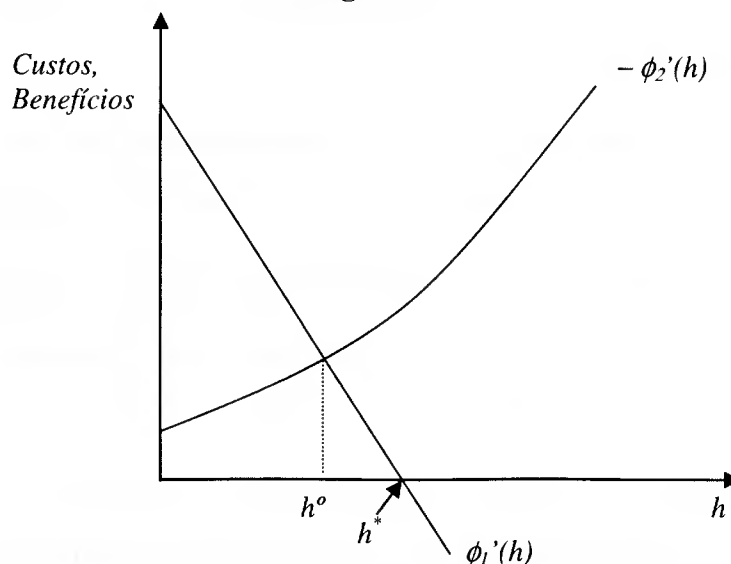
Deve notar-se que o nível óptimo de externalidade não significa a eliminação total de uma externalidade negativa. Pelo contrário, o nível de externalidade é ajustado para o ponto onde o benefício marginal de uma unidade adicional da actividade geradora da externalidade, para o consumidor 1, $\phi_1'(h^o)$, iguala o custo marginal para o consumidor 2, $-\phi_2'(h^o)$.

Embora a análise apresentada se foque na óptica do consumidor, pode igualmente aplicar-se ao caso em que os agentes são empresas (ou, uma empresa e um consumidor).

³⁸ Assume-se que as funções de utilidade dos consumidores apresentam uma forma quasi-linear relativamente ao bem numérico. Para uma exposição mais detalhada sobre as simplificações assumidas ver Mas-Colell *et al* (1995), p. 353.

Neste caso, pode considerar-se uma empresa j com uma função lucro indirecta $\pi_j(p, h)$ sobre h , dados preços p . Suprimindo o vector dos preços p , o lucro da empresa pode tomar a forma $\pi_j(h)$ e desempenhar um papel idêntico ao que a função $\phi_i(h)$ representa na análise que se acaba de apresentar (Mas-Colell *et al*, 1995).

Figura 8 – Nível de equilíbrio (h^*) e nível óptimo (h^o) de uma externalidade negativa



Fonte: Mas-Colell *et al* (1995).

Existem na literatura económica várias definições de diversos tipos de externalidades. Nesta dissertação analisam-se as classes de externalidades relevantes para o problema em estudo, as externalidades resultantes da produção de energia eléctrica.

- Externalidades tecnológicas e externalidades pecuniárias

Segundo Scitovsky e Viner, citados por Verhoef (1997) e Nijkamp (1977), existem dois conceitos completamente diferentes de externalidades: as externalidades tecnológicas, isto é, externalidades que afectam directamente a função de produção de uma empresa ou a função de utilidade de um indivíduo e; as externalidades pecuniárias, ou seja, externalidades que resultam de efeitos transmitidos pelo sistema de preços. No último caso, os lucros da empresa não dependem unicamente da sua produção e dos seus *inputs*, sendo também afectados pelas políticas de preços das outras empresas (Nijkamp, 1977). Ao contrário das externalidades tecnológicas, este tipo de efeito está presente em qualquer mercado concorrencial, mas não cria ineficiências (Mas-Colell *et al*, 1995).

De acordo com a terminologia proposta por Viner e Scitovsky, o conceito de externalidade apresentado por Mas-Colell *et al* (1995), e adoptado na presente dissertação, refere-se a externalidades tecnológicas, pois considera explicitamente que os agentes são directamente afectados pelas acções de outro agente na economia.

- Externalidades potencialmente relevantes e externalidades potencialmente irrelevantes

O conceito de externalidade pode ainda ser mais estrito. Buchanan e Stubblebine (1969) distinguem entre externalidade potencialmente relevante e externalidade irrelevante. Segundo estes autores, uma externalidade é potencialmente relevante quanto os agentes afectados pela externalidade têm incentivos para alterar o comportamento do agente causador da externalidade. A externalidade será irrelevante se não existir esse incentivo.

- Externalidades Pareto relevantes e externalidades Pareto irrelevantes

De acordo com Buchanan e Stubblebine (1969), as externalidades potencialmente relevantes podem ser subdivididas em duas classes: as externalidades relevantes no sentido de Pareto e as externalidades irrelevantes no sentido de Pareto. As externalidades relevantes no sentido de Pareto referem-se a situações em que é possível aumentar o bem-estar dos agentes afectados pela externalidade sem reduzir o bem-estar dos agentes causadores da externalidade. A internalização³⁹ das externalidades relevantes no sentido de Pareto resulta num ganho social líquido. As externalidades irrelevantes no sentido de Pareto são definidas por oposição às externalidades relevantes no sentido de Pareto.

- Externalidades recíprocas e externalidades unidireccionais

Interessa, ainda, caracterizar as externalidades recíprocas e as externalidades não-recíprocas, ou unidireccionais (Nijkamp, 1997). As externalidades recíprocas ocorrem quando o agente económico 1 impõe uma externalidade no agente económico 2 e vice-versa. As externalidades não-recíprocas, pelo contrário, têm um carácter unidireccional, fluindo apenas do agente causador para a vítima da externalidade.

³⁹ A internalização de um efeito externo envolve a remoção do seu carácter externo, tornando-o interno ao processo económico (Verhoef, 1997). De acordo com Verhoef (1997), uma externalidade é internalizada se passar a existir um mercado para o efeito.

- Externalidades de bens públicos e externalidades de bens privados

Por último, é necessário distinguir externalidades de bens públicos de externalidades de bens privados. Nas externalidades de bens públicos⁴⁰ o consumo da externalidade por um indivíduo não diminui a quantidade de externalidade disponível para o consumo dos outros indivíduos (Nijkamp, 1997). As externalidades de bens públicos caracterizam-se também por ser muito difícil ou até mesmo impossível excluir um indivíduo do consumo da externalidade⁴¹. Esta impossibilidade de exclusão do consumo da externalidade dá origem ao problema conhecido por *free riding*, pois os consumidores da externalidade, em virtude de não poderem ser excluídos, tendem a adoptar racionalmente um tipo de comportamento «anti-social» que os leva a procurarem apropriar-se dos benefícios da externalidade, sem contribuírem ao mesmo tempo para a sua provisão⁴² (Barbosa, 1997). As externalidades de bens privados definem-se por oposição às externalidades de bens públicos.

As externalidades de bens públicos são a classe de externalidades com maior relevância para a presente dissertação, pois como se verá mais adiante, as externalidades resultantes da produção de energia eléctrica pertencem, predominantemente, a esta classe de externalidades.

4.2.2 Soluções para o problema das externalidades

Tendo-se identificado a ineficiência na afectação dos recursos pelo mercado em concorrência na presença de externalidades, apresentam-se seguidamente quatro soluções para este problema.

As soluções para o problema das externalidades podem dividir-se em duas grandes classes: as soluções centralizadas e as soluções descentralizadas. A classe das soluções centralizadas engloba os mecanismos de comando e controlo e as taxas e subsídios. As

⁴⁰ As externalidades de bens públicos são, no caso das externalidades negativas, externalidades de males públicos. Este é o caso da poluição atmosférica.

⁴¹ No caso de males públicos a impossibilidade de exclusão transforma-se em impossibilidade de rejeição do consumo da externalidade.

⁴² No caso de males públicos, o problema do *free-riding* surge devido à impossibilidade de exclusão dos benefícios da eliminação da externalidade. Assim, os agentes tendem a adoptar racionalmente um tipo de comportamento «anti-social» que os leva a procurarem apropriar-se dos benefícios da eliminação da externalidade, sem contribuírem ao mesmo tempo para a sua eliminação.

soluções descentralizadas incluem a negociação Coasiana e os mercados de direitos ou permissões transaccionáveis.

4.2.2.1 Instrumentos de Comando e Controlo

Na abordagem de “comando e controlo”, as autoridades políticas para obterem um comportamento desejável por parte dos agentes tornam-no simplesmente obrigatório por lei, utilizando complementarmente diversos mecanismos para garantir o seu cumprimento, tais como regimes de contra ordenação e coimas. As autoridades políticas podem, através dos instrumentos de comando e controlo, fixar metas a cumprir, tecnologias a utilizar, ou comportamentos a adoptar pelos agentes económicos (Santos *et al*, 1999).

São exemplos de instrumentos deste tipo: as normas, as proibições, as quotas e as licenças. Deste conjunto de instrumentos apenas as quotas apresentam relevância para o estudo dos mercados de certificados, pelo que não se julga necessário aqui abordar os restantes instrumentos de comando e controlo.

Os instrumentos de comando e controlo caracterizam-se por efectuarem o controlo pela quantidade, isto é, não dão ao agente económico qualquer unidade de valor (i.e. preço) , que lhe permita formular a sua estratégia de decisão quanto ao grau em que pretende reagir ao instrumento, de acordo com critérios de racionalidade económica (Santos *et al*, 1999). Se a autoridade política impuser uma quota sobre nível de externalidade h , que coincide com o nível óptimo de externalidade h^o , Figura 8, o agente causador da externalidade fixará o seu nível de externalidade em h^o , e tentará cumprir a quota estabelecida da forma mais eficiente possível.

Segundo Pearce *et al* (1997), as quotas, só por acaso, permitem obter uma solução economicamente eficiente, ou seja, o nível óptimo de externalidade dificilmente será assegurado. Adicionalmente, os agentes económicos não têm qualquer incentivo para reduzir ou aumentar o nível de externalidades para além do estabelecido pela quota, a não ser que essa opção lhes traga vantagens económicas (Santos *et al*, 1999).

A maior vantagem deste instrumento é a sua eficácia pois, desde que devidamente fiscalizado, assegura que o nível de externalidade estabelecido pela quota é cumprido pelos agentes.

4.2.2.2 Imposto/subsídio Pigouviano

Alguns economistas acreditam que os mecanismos de mercado são a melhor solução para resolver as falhas de mercado, neste caso as externalidades (Baumol *et al*, 1997).

Neste sentido, Arthur C. Pigou⁴³ propôs a aplicação de um imposto unitário ao agente gerador da externalidade (imposto Pigouviano), de valor igual ao custo marginal externo no nível ótimo de externalidade, de forma a igualizar o custo privado e o custo social (Pearce *et al*, 1997). Adicionalmente, Pigou defendeu a utilização do montante recuperado pela taxa unitária aplicada ao agente causador da externalidade para compensar a vítima da externalidade, internalizando deste modo a externalidade.

Recorrendo à Figura 9 não é difícil mostrar que a aplicação de um imposto unitário no montante

$$t_h = -\phi'_2(h^o) > 0$$

conduzirá ao nível ótimo de externalidade (Mas-Colell *et al*, 1995). De facto, o consumidor causador da externalidade (consumidor 1) escolherá o nível de h que resolve o problema

$$\underset{h \geq 0}{Max} \phi_1(h) - t_h h,$$

Este problema apresenta as condições necessárias e suficientes de 1.^a ordem

$$\phi'_1(h^o) \leq t_h, \text{ verificando-se a igualdade, se } h > 0.$$

Dado que $t_h = -\phi'_2(h^o)$, então $h=h^o$ satisfaz a condição anterior. Adicionalmente, dado que $\phi''_1(\cdot) < 0$, h^o é a única solução do problema.

O valor da taxa unitária t_h é igual ao custo marginal externo no nível ótimo de externalidade, isto é, exactamente igual à quantidade que o agente que sofre a externalidade (consumidor 2) está disposto a pagar para reduzir ligeiramente h para o seu nível ótimo h^o . Quando confrontado com este imposto, o agente causador da externalidade (consumidor 1) é efectivamente conduzido a internalizar a externalidade

⁴³ Economista inglês, 1877-1959.

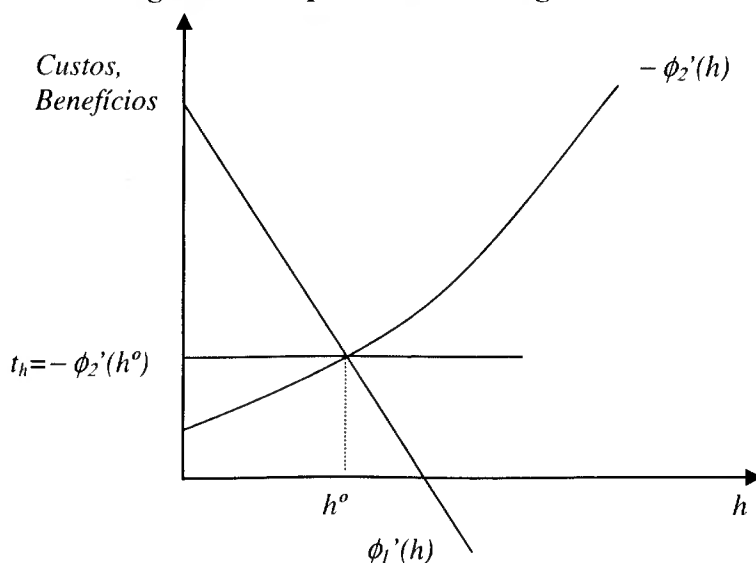
por ele imposta ao agente que sofre a externalidade (consumidor 2) (Mas-Colell *et al*, 1995).

A análise apresentada também é válida no caso de uma externalidade positiva, só que nesse caso

$$t_h = -\phi'_2(h^o) < 0$$

t_h assume a forma de um subsídio unitário (isto é, o consumidor causador da externalidade (consumidor 1) recebe um pagamento por cada unidade de externalidade que gera).

Figura 9 – Imposto unitário Pigouviano



Fonte: Adaptado de Mas-Colell *et al* (1995)

Como se referiu, a solução ótima para o problema das externalidades pode ser obtida quer através da aplicação de um imposto Pigouviano à externalidade, quer através da subsidiação da sua redução. Todavia, no caso das externalidades negativas, a atribuição de um subsídio ao causador da externalidade pode ter um efeito perverso, podendo conduzir a um incremento no nível da externalidade. No longo prazo, a atribuição de subsídios conduz a um aumento na actividade da indústria e, portanto, no nível de externalidade. Apesar do nível de externalidade por empresa se reduzir, o número de empresas na indústria aumenta. Assim, a atribuição de subsídios pode alterar as condições de entrada e saída na indústria causadora da externalidade aumentando o nível da externalidade, em vez de o reduzir (Pearce *et al*, 1997).

Apesar da aplicação do imposto/subsídio Pigouviano poder conduzir ao nível óptimo de externalidade, a sua aplicação não está isenta de problemas. Por exemplo, a aplicação deste tipo de imposto/subsídio exige que a autoridade política, de forma a definir o nível óptimo do imposto/subsídio, possua grandes volumes de informação acerca dos benefícios e dos custos da externalidade para os agentes envolvidos (Mas-Colell *et al*, 1995).

4.2.2.3 Direitos de propriedade e o Teorema de Coase

Em 1960, Ronald Coase, no seu artigo “*The Problem of Social Cost*”⁴⁴, critica a solução proposta por Pigou por este apresentar uma visão muito estrita das externalidades. De acordo com Coase, a análise Pigouviana negligencia a dimensão recíproca do problema, pois reciprocidade significa que a causalidade é dual, isto é, ambos os lados do problema são responsabilizáveis e, por isso, devem ser considerados (Cerin *et al*, 2002). Neste sentido, Coase propõe uma alteração na forma de abordagem ao problema, sugerindo uma abordagem centrada nos direitos de propriedade⁴⁵ (Tietenberg, 2003).

Segundo Coase, se os direitos de propriedade se encontrarem claramente definidos e puderem fazer-se respeitar, e os custos de transacção⁴⁶ forem nulos, as partes envolvidas numa externalidade têm motivos para negociar entre si, como em quaisquer outras relações de troca num mercado, e atingir o nível óptimo de externalidade. O causador e a vítima da externalidade terão incentivos para chegar a um acordo mutuamente benéfico e, desta forma, internalizar a externalidade. Esta proposição é conhecida pelo Teorema de Coase.

Outra proposição que resulta da análise de Coase é que, na ausência total de obstáculos à contratação entre as partes, o resultado final da negociação, ou seja, a afectação de recursos, é o mesmo independentemente da forma como os direitos de propriedade

⁴⁴ Coase, R. (1960): *The Problem of Social Cost*, *The Journal of Law and Economics*, Vol. III, October 1960.

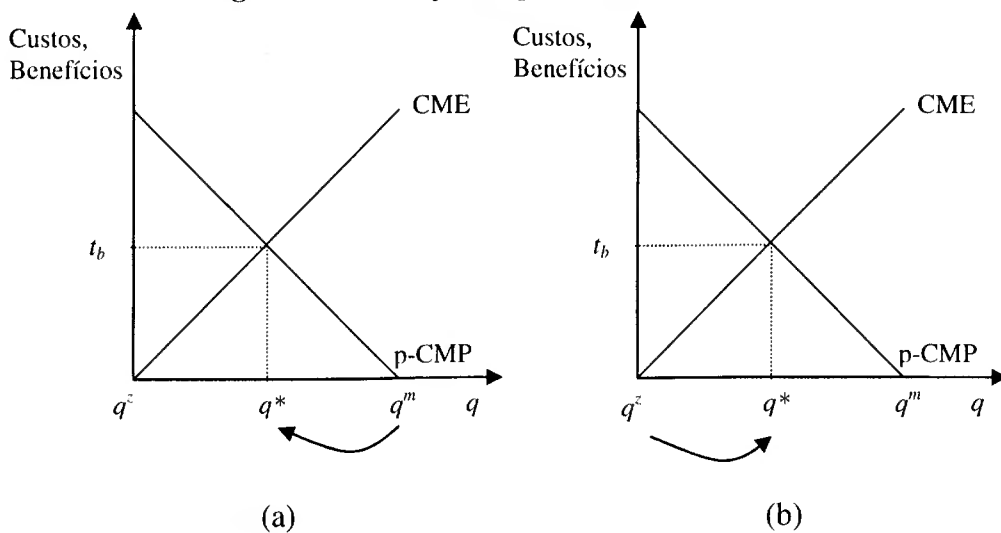
⁴⁵ O direito de propriedade consiste na definição legal da propriedade, em que é especificado quem é o «dono» do bem ou quem «tem direito» ao mesmo. É o direito de um detentor de propriedade privada, que tipicamente inclui o direito a usar a propriedade da forma que o proprietário entender (sujeito a determinadas restrições legais) e o direito de a vender quando e como quiser (Mateus, 2002).

⁴⁶ Custos de transacção são os custos adicionais (para além do preço da compra) resultantes de uma transacção e que podem tomar a forma de dinheiro, tempo ou inconveniência (Mateus, 2002).

foram inicialmente atribuídos (Varian, 2003). Esta proposição ilustra-se graficamente na Figura 10.

Na situação ilustrada na Figura 10(a) considera-se que os direitos de propriedade sobre o bem são atribuídos ao agente causador da externalidade. Para maximizar o seu lucro, este agente procurará produzir uma quantidade q igual a q^m , tal que $p = CMP(q_m)$. Todavia, este agente admite reduzir o seu nível de actividade e, consequentemente, o nível de externalidade, desde que seja compensado, pela vítima, num montante $p - CMP(q)$. Se tal se verificar, o nível de actividade reduzirá-se até q^* , ponto onde se esgotam os ganhos resultantes do processo de negociação entre as partes e donde resulta uma compensação a pagar, pela vítima, ao causador da externalidade no montante $t_b = CME(q^*)$.

Figura 10 – Solução negocial bilateral Coasiana



Fonte: Adaptado de Santos (2002) e Pearce (1997).

Na Figura 10(b) considera-se que os direitos de propriedade sobre o bem são atribuídos à vítima da externalidade. Nesta situação, a vítima da externalidade irá exigir ao agente causador da externalidade um nível de externalidade nulo $q = q^z$. No entanto, a vítima está disposta a negociar o nível de externalidade, desde que seja compensada, pelo agente causador, num montante $CME(q)$. Como resultado, o nível de actividade aumentará até q^* , ponto onde se esgotam os ganhos resultantes do processo de negociação e donde resulta uma compensação a pagar, pelo causador da externalidade, à vítima no montante $t_b = CME(q^*)$. Como se verifica, o resultado final da negociação é o

mesmo independentemente da forma como os direitos de propriedade foram inicialmente atribuídos.

De acordo com Coase, se os direitos de propriedade se tornarem explícitos e transferíveis, o mercado pode desempenhar um papel importante, não só na valorização desses direitos, mas também no fornecimento de meios que assegurem o encaminhamento dos direitos para o seu melhor e mais valioso uso. A abordagem ao problema das externalidades, focada nos direitos de propriedade, permite que seja o mercado valorizar os direitos de propriedade em vez das autoridades políticas, tal como acontece na abordagem Pigouviana (Tietenberg, 2003).

Apesar da sua elegância, a solução proposta por Coase pode apresentar algumas dificuldades, nomeadamente quando o número de agentes afectados pela externalidade é elevado, sendo difícil e dispendioso identificar cada um dos agentes, quando uma das partes não tem capacidade negocial ou quando é difícil a definição dos direitos de propriedade sobre o bem.

4.2.2.4 Mercados de direitos ou de certificados

Segundo Mas-Colell *et al* (1995), se os direitos de propriedade sobre a externalidade se encontrarem bem definidos e puderem fazer-se respeitar, e se existir um mercado concorrencial para a externalidade, então é possível obter uma solução óptima para o nível de externalidade. Assim, a existência de externalidades apenas pode ser justificada pela ausência de determinados mercados concorrenciais.

A existência de um mercado concorrencial para a externalidade levará cada consumidor a decidir por si a quantidade de externalidade que pretende consumir ao preço verificado no mercado. Todavia, no caso das externalidades de bens públicos é pouco provável que uma solução deste tipo conduza a um nível óptimo de externalidade. A natureza de bem público⁴⁷ da externalidade e a existência de vários agentes causadores e receptores da externalidade dão origem ao problema do *free-rider*, anteriormente apresentado, e conduzem a um nível de equilíbrio da externalidade (negativa) que excede o nível óptimo social⁴⁸ (Mas-Colell *et al*, 1995).

⁴⁷ Mal público, no caso das externalidades negativas.

⁴⁸ No caso das externalidades positivas, o nível de equilíbrio é inferior ao nível óptimo de externalidade.

A solução para o problema das externalidades de bens públicos reside na implementação de um instrumento parcialmente baseado no mercado, isto é, na criação de um mercado concorrencial para a externalidade complementado com a especificação de uma quota sobre o valor total da externalidade e com a distribuição pelos diversos agentes do montante da quota em *certificados de externalidade transaccionáveis*⁴⁹ (cada certificado dá ao agente o direito de gerar uma unidade de externalidade) (Mas-Colell *et al*, 1995). Este tipo de instrumento económico denomina-se mercado de direitos, ou de certificados, e foi originalmente aplicado por J.H. Dales, em 1968, ao problema da poluição.

Nos parágrafos seguintes demonstrar-se-á que este tipo de instrumento económico permite alcançar uma solução óptima para o problema das externalidades de bens públicos. Para tal, considera-se uma situação em que os agentes causadores das externalidades são distintos daqueles que as recebem e que os agentes causadores das externalidades são empresas e os agentes receptores são consumidores. Admite-se, também, que a externalidade gerada pelas empresas é homogénea, isto é, os consumidores são indiferentes à fonte da externalidade. Adicionalmente, considera-se um mercado de certificados com J empresas que geram externalidades no processo de produção, cada qual com uma função lucro indirecta sobre o nível de externalidade que gera, $h_j \geq 0$, representada por $\pi_j(h_j)$.

Existem também I consumidores, cada um com uma função de utilidade indirecta sobre o montante de externalidade \tilde{h}_i que o afecta, $\phi_i(\tilde{h}_i)$, tal como no modelo simplificado da economia com dois consumidores, apresentado no capítulo 4.2.1.

A análise centra-se no caso de uma externalidade negativa, tal que $\phi'_i(\cdot) < 0$ para todo o i .

Considere-se que é atribuído às empresas um número de certificados igual ao nível óptimo de externalidade, $h^o = \sum_j h_j^o$ certificados, com a empresa j a receber \bar{h}_j

⁴⁹ Tradable Externality Permits na literatura anglo-saxónica

certificados. Seja p_h^* o preço de equilíbrio deste mercado de certificados. Neste caso, a procura de certificados por cada empresa j , h_j , resolve o problema

$$\text{Max}_{h_j \geq 0} (\pi_j(h_j) + p_h^*(\bar{h}_j - h_j))$$

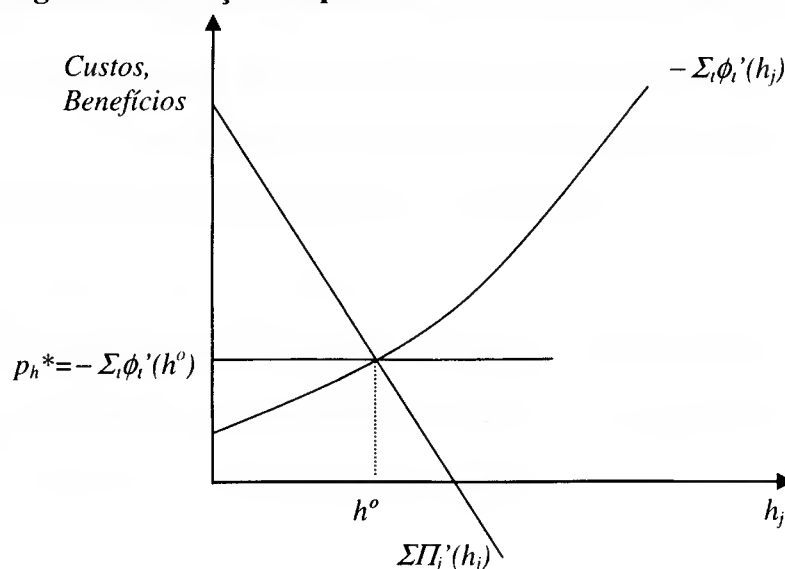
e satisfaz as condições necessárias e suficientes de 1.ª ordem

$$\pi'_j(h_j) \leq p_h^* \text{ verificando-se a igualdade, se } h_j > 0.$$

O fecho do mercado de certificados requer que $\sum_j h_j = h^o$. Deste modo, o preço de equilíbrio do mercado de certificados é $p_h^* = -\sum_i \phi'_i(h^o)$ e cada empresa j , usando h_j^o certificados consegue uma afectação óptima (Mas-Colell *et al*, 1995). Este resultado é equivalente ao obtido pela aplicação de um imposto Pigouviano e apresentado no ponto 4.2.2.2.

Na Figura 11 representa-se graficamente o preço de equilíbrio no mercado de certificados. O preço óptimo no mercado de certificados corresponde ao ponto em que o lucro marginal do conjunto das empresas causadoras da externalidade, resultante da produção de uma unidade adicional de externalidade ($\sum_j \pi'_j(h^o)$), iguala o custo marginal suportado pelo conjunto dos consumidores ($-\sum_i \phi'_i(h^o)$).

Figura 11 – Preço de equilíbrio no mercado de certificados



Fonte: Adaptado de Mas-Colell *et al* (1995).

Os princípios apresentados mantêm-se para uma externalidade positiva, tal que $\phi'_i(\cdot) > 0$ para todo o i . Nesse caso, ter-se-ia $p_h^* = -\sum_j \pi'_j(h^o)$ ⁵⁰.

A vantagem deste instrumento relativamente à utilização estrita de uma quota revela-se quando a autoridade administrativa tem alguma informação, talvez do tipo estatístico, que lhe permite calcular o nível de externalidade agregado, h^o , mas não tem suficiente informação sobre as funções lucro das empresas ($\pi_j(\cdot)$) que lhe permita indicar quais as que podem suportar eficientemente o custo associado à redução da externalidade (Mas-Colell *et al*, 1995).

No capítulo 6 apresentar-se-á, detalhadamente, o princípio de funcionamento dos mercados de direitos transaccionáveis, mais especificamente dos mercados de certificados verdes.

4.3 Externalidades da produção de E-FER

A actividade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis tem associadas diversas externalidades, negativas e positivas (Antunes *et al*, 2001; Martins, *et al*, 1998; OECD/IEA, 1998; Fouquet *et al*, 1999; Madlener *et al*, 2000; Menanteau *et al*, 2003).

As externalidades negativas da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis estão, fundamentalmente, associadas aos impactes ambientais apresentados no ponto 2.3. Isto é, os impactes ambientais da produção de energia eléctrica impõem custos à sociedade que não são internalizados nas decisões económicas dos agentes e as vítimas não são objecto de compensação pelos prejuízos causados.

As externalidades diferencialmente positivas da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis estão relacionadas com os benefícios ambientais gerados por estas fontes, com o aumento da segurança de abastecimento e com outros benefícios sociais. Nestes casos são fornecidos benefícios à sociedade cujo valor não pode ser apropriado pelos seus produtores.

⁵⁰ $-\pi_j(\cdot)$ representa o custo marginal de produção da externalidade pela empresa j .

Os benefícios ambientais associados à actividade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis resultam, principalmente, da redução da poluição atmosférica local e regional, e dos gases com efeito de estufa (Fouquet *et al*, 1999; Madlener *et al*, 2000; Menanteau *et al*, 2003). Estes benefícios apenas devem ser considerados quando se comparam estas fontes com as fontes convencionais de produção de energia eléctrica. Com efeito, se a energia eléctrica produzida a partir de fontes de energia renováveis não substituir consumos de energia eléctrica produzida a partir de fontes convencionais (carvão, fuel, etc.), a produção de energia eléctrica de origem renovável não apresenta benefícios ambientais significativos pois, como foi já referido, as fontes renováveis utilizadas na produção de energia eléctrica têm associados impactes ambientais que, apesar de serem menores do que os impactes associados às fontes convencionais, podem, em alguns casos, ser importantes (OECD/IEA, 1998).

Outra externalidade positiva associada à produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis resulta do contributo destas fontes para o aumento da segurança de abastecimento dos consumidores de energia eléctrica, quer pela redução da dependência externa do país em termos energéticos, quer pela diversificação das fontes de energia e do aproveitamento dos recursos endógenos (Madlener *et al*, 2000; Jensen *et al*, 2003; Comissão Europeia, 2001a).

Para além dos benefícios referidos, a actividade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis tem associados outros benefícios, designadamente a investigação e desenvolvimento de novas tecnologias, as possíveis reduções nos custos das redes de energia eléctrica devidos à produção descentralizada, a criação de emprego local, o desenvolvimento de comunidades rurais e isoladas, e a melhoria da balança de pagamentos (Fouquet *et al*, 1999; Madlener *et al*, 2000).

Apresentadas as principais externalidades da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis, interessa classificá-las de acordo com os tipos de externalidades definidos no ponto 4.2.1.

Em primeiro lugar, importa referir que as externalidades associadas à energia eléctrica não se verificam no seu consumo, pois este tipo de externalidade exige que o consumidor seja directamente responsável pela produção ou pelo consumo de um determinado bem por outro agente. Com efeito, na medida em que o consumidor de

energia eléctrica não pode directamente escolher a fonte de energia utilizada na produção da energia eléctrica que consome, apenas pode ser indirectamente responsabilizado pelas externalidades associadas à produção de energia eléctrica. É ao produtor⁵¹ de energia eléctrica que cabe a decisão sobre que fontes de energia utilizar para satisfazer a procura de energia eléctrica. Adicionalmente, e contrariamente a outras formas de energia final, nomeadamente os combustíveis fósseis, cuja utilização tem associados impactes ambientais resultantes da sua combustão, a energia eléctrica não apresenta externalidades negativas no consumo. Assim, pode concluir-se que as externalidades da energia eléctrica se verificam na sua produção⁵².

As externalidades associadas à produção de energia eléctrica são externalidades tecnológicas, pois existem agentes na economia que são directamente afectados por outros agentes: os produtores de energia eléctrica, no caso das externalidades positivas, e os consumidores, no caso das externalidades negativas. Estas externalidades também são unidireccionais, porquanto fluem do produtor de energia eléctrica para outros agentes. Adicionalmente, são externalidades relevantes no sentido de Pareto, dado que a sua internalização resulta num ganho social líquido. Por último, algumas destas externalidades são externalidades de bens públicos, como são os casos das externalidades de bens ambientais, como por exemplo o ar puro, e da segurança de abastecimento resultante do maior aproveitamento das energias renováveis na produção de energia eléctrica.

No caso das externalidades ambientais, o desfrute dos benefícios ambientais resultantes da produção de energia eléctrica por um indivíduo não diminui os benefícios disponíveis para os outros indivíduos na sociedade.

No caso da segurança de abastecimento, a expansão da capacidade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis, com o objectivo de satisfazer o crescimento da procura de energia eléctrica, não só aumenta a segurança de abastecimento dos consumidores alimentados pela nova central, como também reduz o risco de falha no fornecimento dos restantes consumidores, sem custos adicionais. Isto

⁵¹ Na realidade, é a DGE que, no SEP, tem a responsabilidade do planeamento do sistema electroprodutor e, consequentemente, sobre as fontes de energia e as tecnologias utilizadas nas novas centrais do SEP. Ao Ministro da Economia compete homologar a entidade que irá estabelecer e explorar o novo centro electroprodutor.

significa que, desde que não haja congestionamento, a segurança de abastecimento apresenta não rivalidade no consumo. Adicionalmente, a segurança de abastecimento também parece apresentar impossibilidade de exclusão do seu consumo, no sentido em que, dada a natureza física da energia eléctrica e a forma como é fornecida aos consumidores, através do uso conjunto das redes, se torna difícil excluir os consumidores dos benefícios da redução do risco que resulta da construção de nova capacidade de produção a partir de fontes de energia renováveis (Abbott, 2001).

Como foi já referido, os benefícios associados à segurança de abastecimento resultam da redução da dependência energética face ao exterior, da diversificação das fontes de energia e do maior aproveitamento dos recursos endógenos. Nestes benefícios não se inclui, contudo, a garantia de abastecimento proporcionada pelas instalações produtoras de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis, uma vez que, devido ao carácter intermitente, aleatório e não despachável de algumas destas tecnologias, nomeadamente a energia eólica e a energia solar, pode haver dificuldade em garantir o abastecimento em períodos relativamente curtos, sendo, por vezes, necessário recorrer a centrais convencionais para servir de *backup* a estes aproveitamentos.

Para assegurar que as decisões de consumo e produção de energia eléctrica contribuem para uma afectação eficiente dos recursos, torna-se necessário encontrar formas de repercutir as externalidades no preço da energia eléctrica (Santos *et al*, 2001). A aplicação dos instrumentos económicos apresentados no ponto 4.2.2 é uma via para internalizar as externalidades da produção de energia eléctrica. Contudo, a concepção e a aplicação destes instrumentos exige o conhecimento do valor económico das externalidades associadas à produção de energia eléctrica. Neste sentido, foram desenvolvidos, nas décadas de 1980 e 90, diversos estudos de avaliação económica das externalidades negativas da produção de energia eléctrica, na Europa e nos EUA.

No Quadro 2 apresentam-se uma estimativa dos custos externos associados à produção de energia eléctrica em Portugal, obtida no âmbito do estudo ExternE – Implementação Nacional, em Portugal, desenvolvido por Martins *et al* (1998). Para se ter uma ideia dos custos externos associados à produção de energia eléctrica a partir de outras fontes de

⁵² Aqui, a produção deve ser entendida por oposição a consumo, incluindo o transporte e a distribuição.

energia renováveis, além da biomassa e da energia hídrica, apresenta-se uma estimativa dos custos externos associados à produção de energia eléctrica na Alemanha, obtida por Voss (2000) no âmbito do estudo ExternE.

Quadro 2 – Estimativa dos custos externos associados à produção de energia eléctrica

Impacte	Carvão	Lenhite	CC Gás	Nuclear	Biomassa	Fotovoltaico	Eólica	Hídrica
Portugal (EURcent ₀₀ /kWh) ⁵³	3,01-18,34	-	0,23-7,05	-	1,67-3,41	-	-	0,03-0,06
Alemanha (EURcent ₀₀ /kWh)	2,60	3,80	1,10	0,20	-	0,80	0,09	0,07

Fonte: Martins *et al* (1998), ExternE – Implementação Nacional, em Portugal; Voss (2000), “*Sustainable Energy Provision: A comparative Assessment of the Various Electricity Supply Options*”, SFEN Conference Proceedings, *What Energy for Tomorrow?*

Os valores apresentados no Quadro 2 permitem concluir que, apesar da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis apresentar externalidades negativas, as análises comparativas com as tecnologias convencionais são claramente favoráveis às tecnologias renováveis. Contudo, é necessário ter alguma prudência na interpretação dos resultados apresentados. Segundo a maioria dos autores de estudos de avaliação económica das externalidades da produção de energia eléctrica, mesmo dos estudos mais recentes, as estimativas de valor económico obtidas não devem ser ainda interpretadas como resultados rigorosos, mas antes como valores indicativos da grandeza dos impactos do sector eléctrico (Santos *et al*, 2001). Neste sentido, estes valores devem apenas ser utilizados como informação de enquadramento, informação esta que poderá ser muito útil para a fixação de incentivos económicos (Martins *et al*, 1998).

Como foi referido no parágrafo anterior, a determinação de valores fiáveis e incontestáveis para as externalidades ainda não é possível actualmente. A dificuldade encontra-se na estimação do valor do bem público preservado pelo desenvolvimento da E-FER. Qual é o custo dos danos evitados pela produção de E-FER, em termos de qualidade do ar e de alterações climáticas?

⁵³ Valores originais apresentados em ECU/kWh de 1995. Para converter os valores em cEUR/kWh considerou-se 1 ECU=193,91 PTE (Santos, 2001) e utilizou-se o deflator do PIB publicado pelo INE nas contas nacionais trimestrais.

As dificuldades existentes na determinação de certos parâmetros não permitem estabelecer com segurança o nível óptimo de redução de emissões e, por conseguinte, o nível óptimo de produção de E-FER a considerar na concepção de determinados instrumentos de incentivo ao desenvolvimento da produção de E-FER. Neste sentido, o problema da internalização das externalidades da produção de energia eléctrica tem que ser abordado de forma resoluta em termos de eficiência económica (Menanteau *et al*, 2001). A utilização de instrumentos económicos, tais como os mercados de certificados verdes transaccionáveis, garante que os objectivos definidos para a produção de E-FER são alcançados ao mínimo custo.

Contrariamente ao que acontece com as tarifas de compra a preço garantido, em que o governo fixa um preço arbitrário para a E-FER, o mercado de certificados verdes transaccionáveis é uma via de internalização dos benefícios externos onde o mercado decide o valor da E-FER de forma descentralizada. Neste sistema, os produtores de E-FER recebem certificados que reconhecem o valor ambiental da energia eléctrica que eles produzem. Os certificados podem ser transaccionados num mercado, gerando receitas adicionais para os produtores de E-FER.

No capítulo 6 apresenta-se este novo instrumento de incentivo ao desenvolvimento da produção de E-FER. Antes, porém, apresentam-se, no capítulo 5, o conceito de garantia de origem da E-FER e o racional económico que lhe está subjacente. Apresentam-se, também, o conceito de certificado verde e as suas funções.

5. Sistema de certificados verdes transaccionáveis

5.1 Garantia de origem da E-FER

A liberalização do sector eléctrico facilitou a concorrência no sector e deu aos consumidores a possibilidade de escolha do seu fornecedor de energia eléctrica (Hunt *et al*, 1996). Neste novo paradigma, as empresas poderão, do ponto de vista da estratégia competitiva, escolher uma das estratégias genéricas propostas por Porter (1980), nomeadamente a liderança pelos custos ou a diferenciação. Assim, para melhorarem a sua posição competitiva, as empresas podem tentar atingir custos mais baixos que os dos seus concorrentes, ou então, oferecer uma proposta de produto única que lhes permita cobrar um preço mais elevado pelo produto e, assim, aumentarem as suas receitas (Truffer *et al*, 2001).

Naturalmente, as empresas, ao enfrentarem uma concorrência mais feroz, deixam de concorrer unicamente pelo preço e passam a incorporar alguma diferenciação no produto oferecido (Jennings, 1996). Para se diferenciarem dos seus concorrentes, as empresas têm que identificar as características dos seus produtos que apresentam uma diferença relevante para o seu cliente, e utilizá-las como base da sua estratégia de marketing. No caso da energia eléctrica, existem várias características que podem servir de base para a diferenciação (Truffer *et al*, 2001):

- Características técnicas (p.e. disponibilidade nas horas de ponta, fiabilidade);
- Segmentos de clientes (p.e. ofertas para pequenas e médias empresas, tais como padarias);
- Serviços complementares (p.e. aconselhamento sobre eficiência energética, facturação *on-line*);
- Características ambientais (p.e. renovável, baixas emissões atmosféricas, livre de nuclear).

Os consumidores, por seu turno, deixam de ver a energia eléctrica como um produto homogéneo⁵⁴, passam a ter a possibilidade de revelar as suas preferências relativamente ao produto e a poder escolher dentro da gama de produtos diferenciados oferecida pelas

⁵⁴ Produto que é idêntico aos olhos do consumidor independentemente de quem o oferece (Mateus, 2002).

empresas (Truffer *et al*, 2001). Este facto foi comprovado por vários estudos, realizados em diversos países, que mostram que os consumidores têm preferências bem definidas sobre o consumo da E-FER e estão dispostos a pagar por este produto. Por exemplo, Farhar (1999) mostra que 20% dos consumidores domésticos de energia eléctrica dos Estados Unidos da América (EUA) está disposto a pagar um prémio adicional pela E-FER, que pode variar entre 10 a 20% da sua factura de energia eléctrica. Outro estudo, levado a cabo por Batley *et al* (2001) no Reino Unido, mais precisamente em Leicester, mostra que cerca de 34% dos consumidores domésticos está disposto a pagar mais pela E-FER e o montante do prémio adicional pode variar entre 16 a 18,45%. Estes resultados são significativamente superiores aos resultados obtidos num estudo de âmbito nacional, UK MORI, realizado em 1996, e que apontava para 21% dos inquiridos dispostos a pagar mais pela E-FER.

Também Wiser *et al* (2001), citando estudos realizados por Farhar (1999), Farhar *et al* (1996) e Hoefgen (1999), refere que quase 60% das empresas americanas está disposta a pagar mais pela E-FER.

Os vários estudos realizados para avaliar a disposição a pagar demonstram que existe um mercado significativo para um produto baseado em E-FER e que este pode ser uma opção viável para as empresas fornecedoras de energia eléctrica (Truffer *et al*, 2001; Batley *et al*, 2001). A diferenciação da energia eléctrica, tendo por base as suas características ambientais, mostra-se, assim, particularmente promissora do ponto de vista da política energética, pois pode ser um meio de alinhar as preferências dos consumidores com as necessidades sociais (Truffer *et al*, 2001).

É neste contexto que, em vários países da Europa e nos EUA, surgem diversos mercados para a energia eléctrica produzida a partir de energias renováveis e múltiplos produtos de energia eléctrica focados nas suas características ambientais, nomeadamente as “tarifas verdes”⁵⁵. Por exemplo, em Junho de 2003, onze empresas do Reino Unido ofereciam produtos de energia eléctrica baseados em E-FER, quer sob a

⁵⁵ As tarifas verdes são tarifas de energia eléctrica que fazem apelo à solidariedade ambiental voluntária dos consumidores, domésticos ou institucionais, que possam e estejam dispostos a pagar preços mais elevados pela E-FER. Estas tarifas são já oferecidas em alguns Estados-membros da União Europeia (Comissão Europeia, 1997). Ao oferecer uma tarifa verde, a empresa fornecedora de energia eléctrica assegura que cada unidade de energia vendida ao abrigo dessa tarifa tem origem em fontes de energia renováveis.

forma de “tarifas verdes” quer sob a forma de “fundos verdes”⁵⁶ (GEM, 2003). Contudo, até ao momento, a taxa de penetração destes produtos no mercado tem sido relativamente baixa, o que não é surpresa para alguns autores (Wiser *et al*, 2000).

De facto, é reconhecido, por diversos autores, que a disposição a pagar declarada é diferente do nível efectivo de participação nos mercados de E-FER e, portanto, que o tamanho do mercado é difícil de estimar (Byrnes *et al*, 1995). Byrnes *et al* comparou diversos estudos de avaliação da disposição a pagar e verificou que apenas 12 a 15% dos consumidores que declaram estar dispostos a pagar, pagam realmente uma “tarifa verde” quando lhes é dada oportunidade de optar por essa tarifa. Também Wiser *et al* (2000) refere que, em 2000, 40% dos consumidores domésticos nos EUA tinham acesso a uma ou mais ofertas de produtos de energia eléctrica baseados em E-FER. Contudo, a taxa de penetração da E-FER no mercado foi inferior a 1%, representando apenas 360 000 consumidores. Deste modo, a oferta de E-FER concentrou-se apenas em alguns nichos de mercado e foram raras as ofertas que, no mercado doméstico, ultrapassaram uma taxa de penetração de 5%.

Segundo Wiser *et al* (2001), a fraca penetração da E-FER nos mercados de energia eléctrica pode ser justificada pelos seguintes factores: elevados custos de marketing, enquadramento regulatório pouco favorável, falta de consciencialização do consumidor para os impactes ambientais da produção de energia eléctrica e natureza intangível da E-FER. Contudo, talvez o principal obstáculo ao sucesso destes mercados no longo prazo seja o facto de os consumidores individuais, quando escolhem os seus produtos, agirem no sentido de maximizarem o seu bem-estar, em detrimento do bem-estar social. Deste modo, é esperado que a natureza de bem público de alguns dos benefícios sociais e ambientais associados à E-FER dê origem ao problema económico do *free riding*, limitando as contribuições voluntárias para a provisão do bem público. Se, de facto, a racionalidade económica neoclássica prevalecer no processo de decisão dos consumidores de energia eléctrica, é provável que o potencial dos mercados de E-FER seja severamente limitado (Rader *et al*, 1998; Wiser, 1998).

⁵⁶ Os fundos verdes distinguem-se das tarifas verdes na medida em que o preço extra, pago pelo consumidor, é investido pela empresa fornecedora de energia eléctrica em novos projectos de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis.

Existem, contudo, alguns autores que acreditam que os mercados de energia eléctrica produzida a partir de fontes de energia renováveis podem oferecer oportunidades significativas à E-FER no longo prazo (Nakarado, 1996). Esta convicção baseia-se na evidência empírica de outros mercados que sugere que os consumidores nem sempre agem no seu próprio interesse. Pelo contrário, existem consumidores que, voluntariamente, se dispõem a contribuir para benefícios ambientais públicos, quer através dos seus comportamentos (p.e., a reciclagem), quer através das suas compras (p.e., produtos “amigos do ambiente”) (Wiser *et al*, 2001).

O que leva, então, os consumidores racionais a apresentarem este tipo de comportamento? Wiser *et al* (2001) num estudo realizado com o objectivo de avaliar as motivações, atitudes e experiências de 464 empresas nos EUA que, voluntariamente, se dispuseram a comprar e, em muitos casos, a pagar um prémio adicional pela E-FER, concluiu que a principal motivação das empresas inquiridas é o altruísmo.

A motivação não altruísta mais citada foi o aumento da moral dos colaboradores da empresa, isto é, os colaboradores sentem mais orgulho numa empresa que está a beneficiar o ambiente. Outros motivos apontados foram a melhoria da imagem ambiental da empresa, os ganhos de eficiência, a redução do risco de futura regulação ambiental e o marketing ambiental.

Segundo Truffer *et al* (2001), alguns consumidores predispõem-se a comprar e, em muitos casos, a pagar um prémio adicional pela E-FER porque, simplesmente, estão interessados em melhorar o seu desempenho ambiental através do consumo de E-FER. Segundo este autor, para além dos motivos apresentados podem existir outros socialmente mais relevantes: quer seja porque existe a convicção de que alguém tem que ter a iniciativa de compensar as falhas de mercado, quer seja pelo facto de as tecnologias imaturas, devido aos substanciais avanços tecnológicos, necessitarem de um “empurrão” inicial para se tornarem competitivas no mercado.

Apesar de existir um conjunto de consumidores que, com base nas motivações apresentadas, declara estar disposto a pagar mais pela E-FER, o mercado potencial daí resultante pode não concretizar-se devido aos elevados custos de transacção que os consumidores têm que enfrentar. No caso da E-FER, os consumidores teriam que investir bastante tempo e dinheiro para obter informação credível acerca das

características ambientais do produto, avaliar os impactes ambientais e comparar os diversos produtos (Truffer *et al*, 2001).

Para evitarem estes custos de transacção, os consumidores podem simplesmente confiar nas informações que o fornecedor disponibiliza sobre o produto. Esta opção dependerá bastante da credibilidade da oferta e da imagem do fornecedor. Assim, o consumidor não está livre de escolher um produto de baixa qualidade ambiental, dada a dificuldade em validar a informação prestada pelo fornecedor de E-FER. Nesta situação, em que existe incerteza na qualidade ambiental do produto, a escolha do produto de menor preço pode ser a melhor opção para o consumidor evitar o risco. A assimetria de informação entre o fornecedor de energia eléctrica e o consumidor pode conduzir à retirada do mercado dos produtos mais caros e com qualidade superior. Neste sentido, os produtos com melhor desempenho ambiental podem, eventualmente, ser afastados do mercado, de acordo com o fenómeno da selecção adversa⁵⁷ proposto por Akerlof (1970) (Truffer *et al*, 2001).

Existem na literatura económica várias soluções para mitigar os problemas de informação entre fornecedores e consumidores. No entanto, Truffer *et al* (2001) consideram que, para os mercados de E-FER, são particularmente relevantes as seguintes estratégias: o *screening*, o *signaling*, a informação detalhada⁵⁸ e a rotulagem por terceiros.

O *screening* é uma solução utilizada pelo agente económico menos informado, neste caso o consumidor, que tenta saber mais sobre os produtos de E-FER que lhe são oferecidos utilizando informação secundária. Esta informação pode ter origem em organizações de consumidores, na imprensa especializada ou em amigos e conhecidos.

O *signaling* é uma solução utilizada pelo agente mais informado, neste caso o produtor, que consiste na emissão de sinais da qualidade do produto no sentido de convencer o consumidor.

⁵⁷ Quando os compradores e vendedores têm informação diferente, a qualidade dos bens e serviços transaccionados será viesada a favor dos agentes económicos com melhor informação. Problema que surge quando há informação assimétrica entre duas partes e que corresponde ao caso de uma das partes ter informação privada que o outro não tem, antes da realização do contrato (Mateus, 2002)

⁵⁸ Disclosure standard na literatura anglo-saxónica.

Em alternativa a estas duas estratégias, a legitimidade e a credibilidade da informação podem ser garantidas por outros agentes económicos que são considerados de confiança pelos segmentos de consumidores relevantes. Neste caso, uma possibilidade é a disponibilização de informação detalhada sobre o produto, ou seja, a apresentação de uma declaração do conteúdo do produto. No caso da energia eléctrica, a declaração pode incluir informação da fonte de energia utilizada na produção, o *mix* de produção, as emissões atmosféricas produzidas, o preço e os aspectos contratuais (Truffer *et al*, 2001).

A informação detalhada das fontes de energia é um instrumento valioso para os consumidores obterem informação sobre os produtos disponíveis no mercado. Contudo, existem consumidores que podem não ter disponibilidade e/ou capacidade para ler todos os detalhes constantes da declaração. Assim, verifica-se a necessidade de orientar e fornecer informação mais agregada que permita, aos consumidores menos interessados, tomar decisões informadas num ambiente de mercado liberalizado. Uma forma de dar essa orientação é a atribuição de rótulos verdes por terceiros (Truffer *et al*, 2001).

Os rótulos verdes ou certificados verdes são uma marca distintiva atribuída a produtos que foram certificados por cumprirem determinados critérios relativos a fontes de energia, tecnologia e desempenho ambiental. Este instrumento difere da informação detalhada na medida em que inclui um julgamento de valor e, portanto, implica uma recomendação explícita de compra do produto rotulado.

É neste contexto de informação assimétrica entre produtores, fornecedores e consumidores de energia eléctrica que a Comissão Europeia, através da directiva 2001/77/CE, estabelece que, até 27 de Outubro de 2003, os Estados-Membros devem implementar um sistema nacional de garantia de origem da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, a fim de facilitar o seu comércio e aumentar a transparência, simplificando a escolha do consumidor.

A garantia de origem deverá especificar a fonte de energia a partir da qual foi produzida a electricidade, a data e o local de produção e, no caso das instalações hidroeléctricas, a capacidade das mesmas. Adicionalmente, a garantia de origem deverá permitir que os produtores de electricidade a partir de fontes de energia renováveis demonstrem que a electricidade que vendem tem origem em fontes de energia renováveis.

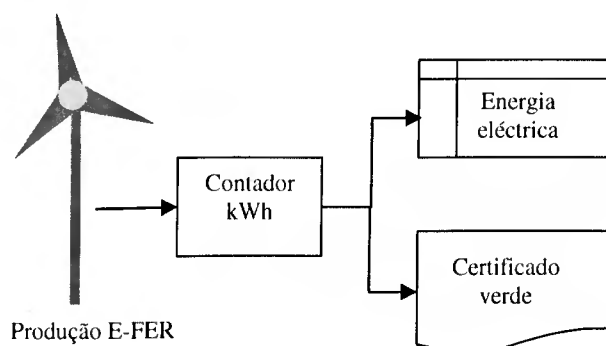
5.2 Certificados verdes

5.2.1 O conceito

O conceito de certificado verde assenta no princípio que a E-FER fornece dois produtos distintos ao consumidor de energia eléctrica:

- a energia eléctrica; e
- um conjunto de benefícios sociais e ambientais.

Figura 12 – Produtos fornecidos pela E-FER



Fonte: Schaeffer *et al*, 2002.

O certificado verde representa um direito de propriedade sobre os atributos ou benefícios ambientais e sociais da produção de E-FER (Hamrin *et al*, 2003), ou seja, sobre as externalidades positivas da produção de E-FER. Este certificado pode ser definido através de contratos que atribuem a propriedade de um conjunto de benefícios associados à produção de E-FER a uma determinada instalação produtora, podendo tomar a forma de uma declaração em papel ou de um registo electrónico numa base de dados. Dependendo da instalação produtora, o certificado verde pode conter diversas informações. Em primeiro lugar, deve ter um número de série único, de forma a evitar a sua dupla contabilização e a emissão de certificados não autênticos. Em segundo lugar, deve descrever as características da E-FER produzida tais como: identificação do produtor, unidade de produção, período de produção, quantidade de kWh produzidos, tipo de fonte de energia utilizada, emissões evitadas, idade da instalação, tipo de tecnologia e localização geográfica. Em terceiro lugar, deve conter a informação sobre o proprietário do certificado e sobre a data de emissão. Por último, deve conter informação sobre a validade do certificado (Nielsen *et al* (2003).

O certificado verde pode ser denominado em kWh ou MWh. Outra possibilidade de denominação é em toneladas de CO₂ evitadas. Contudo, esta opção depende fortemente da definição de tonelada equivalente de CO₂ evitada de cada tecnologia de produção de E-FER (Espey, 2001).

Os certificados verdes não representam uma alternativa aos instrumentos de promoção da E-FER, mas sim um instrumento que permite implementar com sucesso vários instrumentos de promoção da E-FER, nomeadamente os mercados de certificados verdes (Schaeffer *et al*, 2002).

Os certificados verdes também são conhecidos por certificados renováveis, REC's, rótulos verdes e créditos renováveis (Hamrin *et al*, 2003).

5.2.2 As funções do certificado verde

Segundo Hamrin *et al* (2003), os certificados verdes podem desempenhar cinco funções num mercado de energia eléctrica. Nos parágrafos seguintes apresentam-se estas funções.

5.2.2.1 Meio de troca no mercado grossista

Os certificados verdes podem ser utilizados como instrumento facilitador do comércio de energia eléctrica de origem renovável nos mercados grossistas de energia eléctrica. Assim, os certificados verdes, em vez de serem transaccionados conjuntamente com a energia eléctrica através de contratos bilaterais ou num mercado organizado, são vendidos separadamente da energia eléctrica ao nível do mercado grossista. O produtor de E-FER pode programar a sua produção de energia eléctrica com o operador do sistema, de acordo com contratos bilaterais que excluem os atributos ambientais e sociais da E-FER, ou vender a energia eléctrica no mercado *spot*. No último caso, o produtor de E-FER contrata unicamente a venda da energia eléctrica no mercado, excluindo os atributos ambientais e sociais da E-FER. Do ponto de vista do produtor de E-FER, a criação de certificados verdes ajuda a estabelecer, de forma clara, os direitos de propriedade dos certificados que o produtor pode vender ou ceder a outra parte.

5.2.2.2 Meio de compra e de troca de E-FER pelos comercializadores

As autoridades políticas podem sujeitar os comercializadores de energia eléctrica à obrigação de compra de uma determinada quantidade de energia eléctrica produzida a partir de E-FER.

Os certificados verdes podem ser utilizados pelos comercializadores para provar que cumpriram a obrigação de compra. Assim, os comercializadores podem comprar certificados num mercado de certificados verdes, combiná-los com a energia eléctrica que compram no mercado *spot* e formar um produto de E-FER que vendem aos seus clientes. Para muitos comercializadores que não querem ou não conseguem realizar contratos de longo prazo com produtores de E-FER, este é um modo simples de terem um produto de E-FER e, adicionalmente reduzirem os problemas associados à programação da produção e ao fornecimento de energia eléctrica com origem em fontes de energia intermitentes⁵⁹.

5.2.2.3 Venda de certificados verdes como um produto independente

Os certificados verdes podem ser vendidos separadamente do produto energia eléctrica como se fossem um produto independente. Este tipo de produtos é normalmente vendido na *Internet* por empresas independentes e por organismos de defesa do ambiente cuja actividade principal não é a comercialização de energia eléctrica. Podem, ainda, ser oferecidos conjuntamente com o produto energia eléctrica fornecido por um comercializador em substituição de um programa de tarifas verdes. Neste caso, a criação de um certificado verde estabelece direitos de propriedade e cria um meio de troca que pode ser comprado e vendido separadamente do produto energia eléctrica.

5.2.2.4 Meio de cumprimento de um limite de emissões atmosféricas

Os certificados verdes também podem ser utilizados num mercado de emissões. Neste sentido, devem ser denominados em toneladas de um determinado poluente ou de poluente evitado. Contudo, deve realçar-se que os certificados verdes apenas podem utilizar-se num mercado de certificados verdes ou num mercado de emissões, não podendo utilizar-se em ambos os mercados. A utilização simultânea em ambos os mercados dá origem ao problema da dupla contabilização que será abordado mais adiante. No futuro, espera-se que os certificados verdes possam ser desagregados ou divididos de modo a poder-se transaccionar uma parcela do certificado no mercado de certificados verdes e o remanescente no mercado de emissões. Contudo, neste momento, a desagregação dos certificados verdes ainda não é recomendável.

⁵⁹ Esta situação é particularmente relevante se se tratar de um produto vendido como 100% eólico ou solar.

5.2.2.5 Meio de verificação e contabilização

Por último, os certificados verdes podem ser utilizados como um meio de contabilização dos atributos ambientais e sociais da produção de E-FER. Neste caso, o certificado verde é uma ferramenta de contabilização dos atributos ambientais e sociais da E-FER que fornece aos comercializadores um meio para provar que os atributos da E-FER, que anunciaram aos seus clientes, são verdadeiros, isto é, uma ferramenta que permite verificar se o comercializador comprou efectivamente a totalidade da E-FER que vendeu aos seus clientes. Assim, o certificado verde é usado como uma ferramenta de contabilização e de monitorização para demonstrar as características ambientais e sociais da E-FER que foi produzida e vendida. A emissão de um único certificado por cada kWh ou MWh de E-FER produzido e o acompanhamento do certificado desde a sua emissão até à sua utilização permite às autoridades administrativas verificar facilmente se determinada empresa cumpriu a sua obrigação de compra de E-FER e que fontes de energia utilizadas na produção de E-FER devem constar da declaração detalhada. O certificado verde pode realizar esta função quer seja transaccionável ou não, e quer esteja separado ou não do fornecimento de energia eléctrica.

Como se acaba de descrever, os sistemas de certificados verdes podem ser implementados independentemente da existência de um instrumento de promoção da E-FER, nomeadamente para permitir o estabelecimento de um sistema de garantia de origem da energia eléctrica produzida a partir de fontes de energia renováveis. Adicionalmente, os sistemas de certificados verdes são utilizados para monitorizar o cumprimento das obrigações de compra da E-FER estabelecidas pelas autoridades administrativas. Assim, o sistema é utilizado para validar a emissão dos certificados, estabelecer os direitos de propriedade e tornar os certificados autênticos atribuindo-lhes um número de série ou outro sinal identificativo único.

5.2.3 Implementação de um sistema de certificados verdes

Como se referiu no ponto anterior, os certificados verdes podem desempenhar diversas funções num mercado de energia eléctrica. Neste sentido, a institucionalização de um sistema de certificados verdes depende do papel que o sistema vai desempenhar no mercado de energia eléctrica. Segundo Niermeijer *et al* (1999), a institucionalização de um sistema de certificados com o objectivo de suportar o funcionamento de um



mercado de certificados verdes, compreende seis funções distintas, sendo necessários diversos organismos para realizá-las:

1. Emissão dos certificados (p.e., um Agente Emissor⁶⁰);
2. Verificação do processo de emissão (p.e., um Agente de Verificação/Acreditação);
3. Registo dos certificados (p.e., um Agente Emissor);
4. Mercado de certificados (p.e., um Operador de Mercado);
5. Contabilização dos certificados (p.e., um Agente Emissor);
6. Resgate dos certificados (p.e., um Agente Emissor).

Nos casos em que o sistema de certificados é utilizado apenas como um meio de contabilização dos atributos ambientais e sociais da produção E-FER, a sua institucionalização não contempla o mercado de certificados verdes.

Num sistema nacional de certificados verdes, o Agente Emissor deverá ser um organismo independente que controla todo o processo de emissão, transferência e resgate dos certificados. Este organismo pode ser comparado a um banco central que gere o ciclo de vida da moeda no país e, por seu turno, garante com os sistemas bancários supranacionais (Schaeffer *et al*, 2002). No caso de um sistema de certificados verdes, de âmbito supranacional, para além dos diversos agentes emissores nacionais deverá existir uma entidade supranacional que terá como funções coordenar e harmonizar os diversos sistemas nacionais. Os agentes emissores terão uma natureza independente e, em caso algum, participarão no mercado de certificados verdes. O Agente Emissor é o organismo chave do sistema de certificados, sendo determinante na credibilidade e, portanto, na efectividade do sistema.

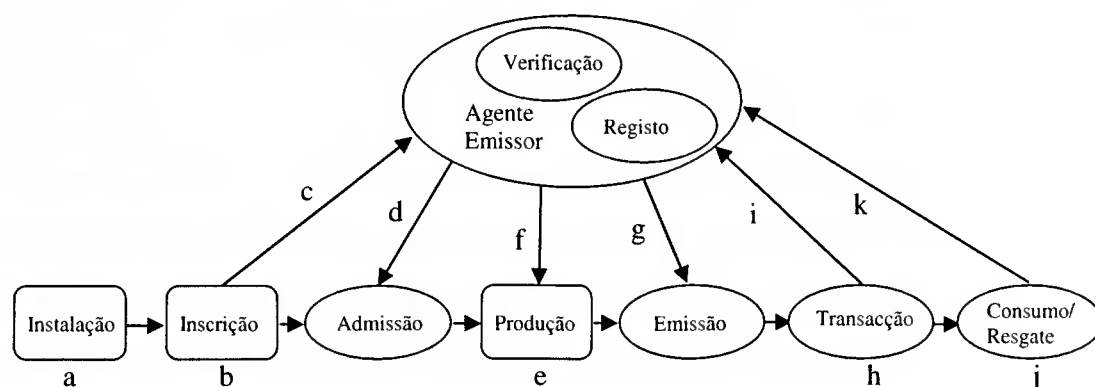
Para assegurar a credibilidade e a transparência do sistema de certificados verdes deverá existir um Agente de Verificação/Acreditação, independente do Agente Emissor, cujas funções são a acreditação do agente emissor e a verificação do processo de emissão dos certificados.

⁶⁰ Algumas funções desta lista podem ser realizadas pelo mesmo organismo, outras tem que ser realizadas por organismos distintos (por exemplo, as funções de emissão e verificação dos certificados emitidos) (Mitchell *et al*, 2000).

Além destas entidades, num sistema de certificados verdes interagem outros agentes, nomeadamente os produtores de E-FER e os comercializadores de energia eléctrica, sendo esperado que surjam no mercado outros agentes com o objectivo de facilitar a troca dos certificados, tais como *brokers* e *agregators*. Adicionalmente, acredita-se que os mercados de certificados verdes atraiam novos entrantes, nomeadamente novos produtores de E-FER e comercializadores, aumentando a diversidade de agentes que participam no mercado. É ainda possível que outros agentes não convencionais do sector eléctrico, tais como as autoridades locais, se vão envolvendo no mercado de certificados à medida que, para eles, se torne mais claro o potencial do mercado (Mitchell *et al*, 2000).

Na Figura 13 representa-se, esquematicamente, o ciclo de vida dos certificados verdes, bem como os diversos organismos envolvidos em cada uma das etapas deste ciclo.

Figura 13 – Ciclo de vida dos certificados verdes



Fonte: Adaptado de Schaeffer *et al* (2002)

Segundo Schaeffer *et al* (2002), o ciclo de vida dos certificados verdes compreende onze etapas distintas. Cada etapa é representada na Figura 13 pela letra minúscula correspondente. Nos parágrafos seguintes descrevem-se estas etapas e indicam-se os organismos intervenientes em cada uma delas.

a) 1.ª Etapa: Estabelecimento da instalação produtora de E-FER

O processo inicia-se com o estabelecimento da instalação produtora de E-FER. Contudo, a instalação só é elegível para receber os certificados verdes se produzir de acordo com as normas de certificação estabelecidas pelo Agente de Verificação/Acreditação.

b) 2.ª Etapa: Inscrição da instalação produtora de E-FER

Para se tornar elegível, o produtor deverá inscrever-se junto do Agente Emissor, evidenciando, para tal, que as instalações cumprem os requisitos necessários à certificação, incluindo todo o equipamento de contagem de energia eléctrica apropriado.

c) 3.ª Etapa: Vistoria inicial das instalações de produção de E-FER

A qualidade dos certificados verdes está directamente relacionada com a verificação de todo o processo de produção e de acreditação das instalações produtoras de E-FER. Neste sentido, o Agente de Verificação/Acreditação deve inspeccionar as instalações produtoras, de acordo com normas específicas, para comprovar as declarações do proprietário das instalações.

d) 4.ª Etapa: Certificação do produtor de E-FER

O Agente Emissor⁶¹, após confirmação da acreditação do produtor pelo Agente de Verificação/Acreditação, regista a instalação produtora na base de dados do sistema e verifica se a instalação em causa recebe algum apoio estatal, de que tipo e em que montante. Esta informação permite evitar a participação da mesma instalação produtora em mais do que um programa de apoio estatal, caso exista. Nesta fase do processo, o Agente Emissor pode iniciar a emissão de certificados verdes com base nas contagens da E-FER produzida nesta instalação. As declarações relativas ao apoio estatal e as leituras dos contadores de energia eléctrica devem ser comprovadas pelo Agente de Verificação/Acreditação.

e) 5.ª Etapa: Produção de E-FER

A partir deste momento, o produtor de E-FER recebe certificados verdes pela energia eléctrica que produzir.

f) 6.ª Etapa: Inspeções de rotina às instalações produtoras de E-FER

Periodicamente, o Agente de Verificação/Acreditação deverá vistoriar as instalações produtoras de E-FER, no sentido de controlar os equipamentos de contagem da energia eléctrica e monitorizar o cumprimento das normas de certificação da instalação como produtora de E-FER.

⁶¹ Considera-se que o Agente Emissor reúne as funções de emissão, registo e resgate dos certificados verdes.

g) 7.^a Etapa: Emissão e registo dos certificados

O Agente Emissor emite certificados verdes em função da E-FER produzida e regista-os na conta do produtor. A emissão dos certificados tem por base a contagem física da E-FER no momento em que é entregue à rede pública ou a outra carga⁶² (Hamrin *et al*, 2003).

h) 8.^a Etapa: Transacção de certificados

Uma vez registado o certificado pelo Agente Emissor, o seu proprietário pode transaccioná-lo num mercado de certificados verdes. Esta etapa do ciclo de vida dos certificados apenas ocorre nos sistemas de certificados que suportam um mercado de certificados verdes.

i) 9.^a Etapa: Transacção de certificados: monitorização e registo

Depois de consumada a transacção do certificado, o certificado tem que ser registado na conta do novo proprietário. Neste sentido, os novos proprietários também necessitam de uma conta no Agente Emissor.

Esta etapa do ciclo de vida dos certificados apenas ocorre nos sistemas de certificados que suportam um mercado de certificados verdes.

j) 10.^a Etapa: Utilização dos certificados

Os certificados também podem ser utilizados, isto é, os certificados podem ser retirados do sistema de certificados verdes. No caso do mercado de certificados significa que são retirados do mercado.

A utilização dos certificados verdes pode ter várias finalidades. Por exemplo, os certificados podem ser utilizados pelo seu proprietário para demonstrar, junto das autoridades reguladoras, que cumpriu a obrigação de compra de E-FER que lhe foi imposta. Neste sentido, o Agente Emissor confirma o resgate dos certificados pelo seu proprietário e emite uma declaração que permite ao proprietário demonstrar o cumprimento da sua obrigação de compra.

k) 11.^a Etapa: Resgate dos certificados: monitorização e registo

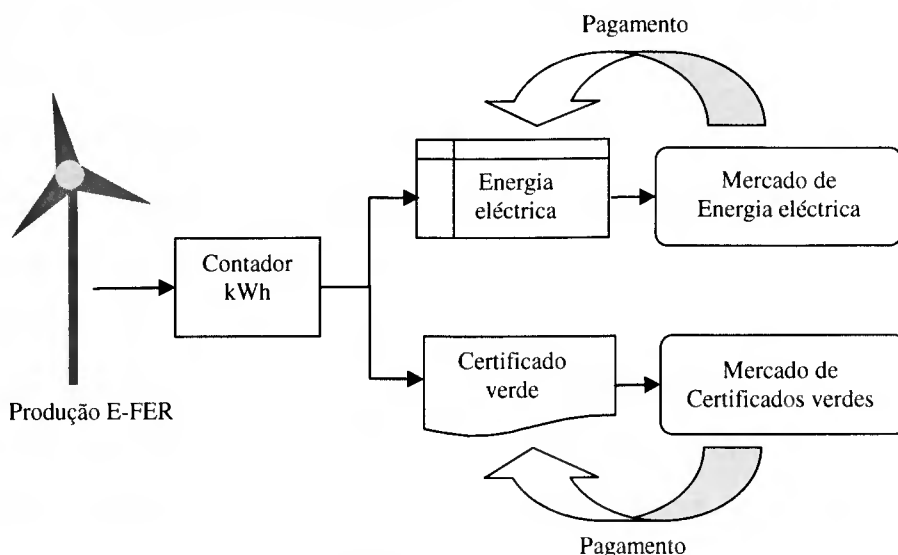
⁶² Este último caso refere-se a instalações a funcionar isoladas da rede.

Nesta etapa do ciclo de vida dos certificados, o Agente Emissor transfere o certificado resgatado da conta do proprietário para uma conta de resgate, de modo que o certificado não possa ser novamente introduzido em circulação. O certificado não é destruído fisicamente. A monitorização do resgate do certificado pode ser realizada posteriormente, durante as transacções, através da inspecção aleatória do número de série do certificado.

6. Mercado de certificados verdes

Os mercados de certificados verdes são um instrumento económico de promoção da E-FER que têm por base a teoria económica dos mercados de direitos transaccionáveis apresentada no ponto 4.2.2.4. A ideia principal deste tipo de instrumento é utilizar as forças de mercado para determinar o pagamento adicional necessário para incentivar uma maior penetração da E-FER nos mercados de energia eléctrica. Para este efeito, o certificado verde transaccionável representa o valor económico de uma unidade E-FER, podendo ser comprado e vendido num mercado. Assim, a remuneração da E-FER consiste de duas parcelas: uma que resulta da venda da energia eléctrica produzida num mercado de energia eléctrica e outra que provém da venda dos certificados verdes num mercado criado para o efeito. A energia eléctrica e os certificados serão comercializados em dois mercados separados e, portanto, o mercado financeiro dos certificados verdes será, em princípio, totalmente independente do mercado físico de energia eléctrica (Morthorst, 2001).

Figura 14 – O mercado de energia eléctrica e o mercado de certificados verdes



Fonte: Schaeffer *et al* (2002)

Num mercado de certificados verdes as transacções podem realizar-se através de um mercado ao balcão ou através de um mercado organizado. No início do funcionamento do mercado é provável que sejam mais utilizados os contratos bilaterais, pois o volume de transacções é reduzido. Se o volume de transacções for suficientemente grande, os certificados podem ser transaccionados num mercado organizado, conduzindo a uma

maior concorrência e transparência (Espey, 2001). Adicionalmente, podem ser utilizados instrumentos de redução de risco financeiro (*price hedging*), como por exemplo futuros, no sentido de reduzir o risco associado ao preço dos certificados verdes (Espey, 2001).

6.1.1 Modelos de mercados de certificados verdes

Como foi já referido no ponto 5.1, num ambiente de mercado liberalizado, a natureza de bem público dos benefícios associados à E-FER, nomeadamente os benefícios ambientais e sociais, dá origem ao problema económico do *free riding*, limitando o potencial de desenvolvimento dos mercados de E-FER. Nestas circunstâncias, a procura de E-FER com origem na contribuição voluntária dos consumidores, só por si, provavelmente não permitirá às autoridades políticas cumprirem as metas que se propuseram alcançar em termos de penetração da E-FER no balanço de energia eléctrica. Deste modo, só se garantirá que a E-FER alcança os níveis de penetração no mercado desejados se a autoridade política impuser uma obrigação de compra de E-FER numa das actividades da cadeia de valor do sector eléctrico, isto é, nos produtores, nos comercializadores ou nos consumidores (Mitchell *et al*, 2000).

Com base no nível da cadeia de valor do sector eléctrico onde é imposta a obrigação de compra e no agente que paga o preço mais elevado pela E-FER, Schaeffer *et al* (1999) propõe os seguintes modelos de mercados de certificados verdes.

6.1.1.1 Modelo de tarifas verdes

No modelo de tarifas verdes, a procura de E-FER pode ter origem numa meta que as empresas voluntariamente se propõem alcançar ou numa obrigação de compra imposta pela autoridade política. O sobrecusto dos certificados verdes é transferido apenas para os consumidores de energia eléctrica que voluntariamente aderiram ao programa de tarifas verdes e se dispuseram a pagar um preço mais elevado pela E-FER que consomem. O incumprimento da obrigação de compra sujeita as empresas a uma penalidade.

6.1.1.2 Modelo de obrigação de compra⁶³

No modelo de obrigação de compra a autoridade política impõe uma obrigação de compra de uma determinada quantidade de E-FER, num determinado período, a um dos seguintes agentes do sector eléctrico: nos produtores, nos comercializadores ou nos consumidores de energia eléctrica. No final do período de cumprimento da obrigação, o agente sobre o qual recai a obrigação de compra tem que apresentar um número de certificados verdes equivalente à quantidade de E-FER que foi obrigado a comprar. À semelhança do modelo anterior, o incumprimento da obrigação de compra sujeita as empresas a uma penalidade. Neste sistema, o preço da energia eléctrica e o preço dos certificados são estritamente separados.

Neste modelo coloca-se o problema de escolher sobre quem incide a obrigação de compra. Segundo Schaeffer *et al* (1999), se o mercado de certificados for de âmbito nacional não existe qualquer problema em impor a obrigação de compra nos produtores de energia eléctrica. Contudo, num mercado de certificados verdes de âmbito comunitário, a imposição da obrigação de compra nos produtores de energia eléctrica pode colocar os produtores com a obrigação de compra em desvantagem face aos produtores que não têm que cumprir essa obrigação, pois, de acordo com a actual legislação europeia, as autoridades políticas nacionais não podem impor aos produtores estrangeiros a operar no mercado nacional uma obrigação relativamente aos métodos de produção a utilizar. A imposição da obrigação de compra nos produtores também pode ter desvantagens devido aos diferentes graus de liberalização existentes nos diversos mercados. Neste sentido, os produtores que operam num mercado mais protegido têm vantagem sobre os produtores que operam num mercado aberto, uma vez que podem passar o sobrecusto do sistema para os clientes cativos.

Tal como já foi referido, num mercado de energia eléctrica liberalizado, os consumidores são livres de escolherem o seu fornecedor. As autoridades políticas ao imporem a obrigação de compra no comercializador de energia eléctrica estão a contribuir para que o seu preço aumente. Esta situação levará os consumidores, principalmente os grandes consumidores, a fazerem um *by-pass* ao comercializador de energia eléctrica e a comprarem a sua energia eléctrica directamente no mercado de

⁶³ Renewable Electricity Obligation, na literatura anglo-saxónica.

energia, quer através do mercado organizado quer através de contratos bilaterais com os produtores, evitando deste modo os custos decorrentes da obrigação de compra de E-FER. Esta situação verifica-se independentemente do mercado de certificados verdes ser de âmbito nacional ou de âmbito comunitário. Caso o mercado de certificados seja de âmbito comunitário, podem surgir inconvenientes devido aos diferentes graus de liberalização existentes nos diversos mercados, pelas razões apontadas anteriormente (Schaeffer *et al*, 1999).

Segundo Espey (2001), a solução para este problema consiste na imposição de uma obrigação de compra de E-FER nos consumidores de energia eléctrica, satisfazendo deste modo o princípio do poluidor-pagador, pois é o consumidor de energia eléctrica que, indirectamente, é responsável pelos danos ambientais da produção de energia eléctrica a partir de fontes convencionais. De acordo com Schaeffer *et al* (1999), esta solução é aquela que menos distorce o mercado, resolvendo também os problemas de competitividade internacional e de *by-pass* ao comercializador que ocorrem quando se impõe a obrigação de compra nos produtores ou nos comercializadores de energia eléctrica. Contudo, a imposição da obrigação de compra nos consumidores não resolve o problema originado pela existência de diferentes graus de liberalização nos diversos mercados, embora, pelo facto de serem os consumidores os agentes directamente obrigados, esta desvantagem seja minimizada.

De acordo com Espey (2001), a imposição da obrigação de compra no consumidor final conduz a custos de transacção elevados e a um enorme esforço administrativo para verificar e monitorizar o cumprimento da obrigação, podendo ainda ser vista como mais um imposto sobre os consumidores. Uma solução para este problema consiste na transferência da obrigação de compra dos consumidores para o comercializador de energia eléctrica que, por seu turno, transfere o sobrecusto para o consumidor.

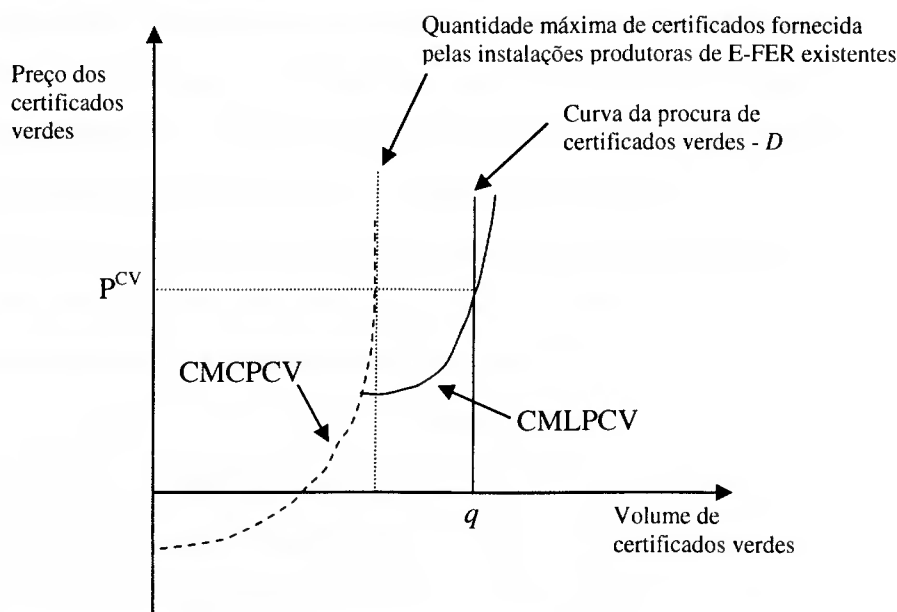
6.1.2 Funcionamento dos mercados de certificados verdes

Na Figura 15 representa-se, de forma simplificada, o funcionamento de um mercado de certificados verdes. Neste mercado, a procura de certificados verdes é determinada pela quantidade de certificados necessária para satisfazer a quota de produção de E-FER definida pelas autoridades políticas. Considera-se que, numa base anual, a curva de

procura de certificados é quase totalmente inelástica e representa-se pela curva de procura vertical D (Morthorst, 2000).

Num mercado sem especulação, o ponto de partida para o estabelecimento da curva de oferta de certificados verdes será determinado pelo custo marginal de produção de E-FER e pelo preço no mercado *spot* de energia eléctrica. Assim, o custo marginal dos certificados verdes resulta da diferença entre o custo marginal de produção de E-FER e o preço de mercado da energia eléctrica. Para as instalações produtoras de E-FER que apresentem um custo marginal dos certificados verdes superior ao preço de mercado dos certificados, a sua operação não é rentável e serão obrigadas a sair do mercado (Morthorst, 2000).

Figura 15 – Funcionamento do mercado de certificados verdes



Fonte: Adaptado de Morthorst (2000).

Num mercado de certificados verdes, grande parte da oferta de certificados será devida à E-FER produzida em aproveitamentos já existentes. Para os proprietários destes aproveitamentos, as considerações de curto prazo são determinantes. Na ausência de especulação, estes produtores estão dispostos a vender os seus certificados verdes se o preço dos certificados adicionado do preço no mercado *spot* de energia eléctrica cobrir, pelo menos, o custo marginal de produção de E-FER de curto prazo (CMCP). Assim, o custo marginal de curto prazo dos certificados verdes (CMCPCV) será igual ao custo marginal de produção de E-FER (CMCP) subtraído do preço no mercado *spot* de energia eléctrica. Assumindo um determinado preço de mercado *spot* de energia

eléctrica representa-se, na Figura 15, a curva CMPCV das instalações de produção de E-FER já existentes (Morthorst, 2000).

Uma das principais características dos mercados de certificados verdes é assegurar o desenvolvimento de nova capacidade de produção de E-FER. Deste modo, a diferença existente entre a quantidade de certificados oferecida no mercado pelas instalações produtoras já existentes e a quota estabelecida pelas autoridades políticas deve ser completada pela instalação de nova capacidade de produção de E-FER, no ano considerado. Para os potenciais investidores em nova capacidade de produção de E-FER as considerações de longo prazo serão determinantes. O custo marginal de longo prazo dos certificados (CMLPCV) será igual ao custo marginal de longo prazo da produção de E-FER menos o valor esperado do preço no mercado *spot* no longo prazo. O investidor, para desenvolver nova capacidade de produção, exigirá, pelo menos, o pagamento do custo marginal de longo prazo, caso contrário não está disposto a investir. Assumindo um determinado valor esperado do preço de mercado *spot* de energia eléctrica no longo prazo representa-se, na Figura 15, a curva do CMLPCV das novas instalações de produção de E-FER. Juntando esta parte da curva da oferta à curva da oferta para as instalações já existentes obtém-se a curva da oferta do mercado de certificados verdes. O preço dos certificados verdes, P^{CV} , é determinado pela intersecção da curva da oferta com a curva da procura de certificados verdes (Morthorst, 2000).

6.2 Condições para um funcionamento estável dos mercados de certificados verdes

Para que qualquer mercado funcione de forma concorrencial deverá satisfazer um conjunto de condições genéricas definidas na literatura económica. O mercado de certificados verdes não é excepção, pelo que deve satisfazer as seguintes condições (Schaeffer *et al*, 1999):

- Número suficiente de agentes do lado da oferta e da procura de modo a assegurar a liquidez do mercado e que nenhum agente consiga influenciar o preço de mercado;
- Mercado transparente e igualdade de acesso à informação por todos os agentes;
- Ausência de barreiras à entrada e custos de transacção desprezáveis.

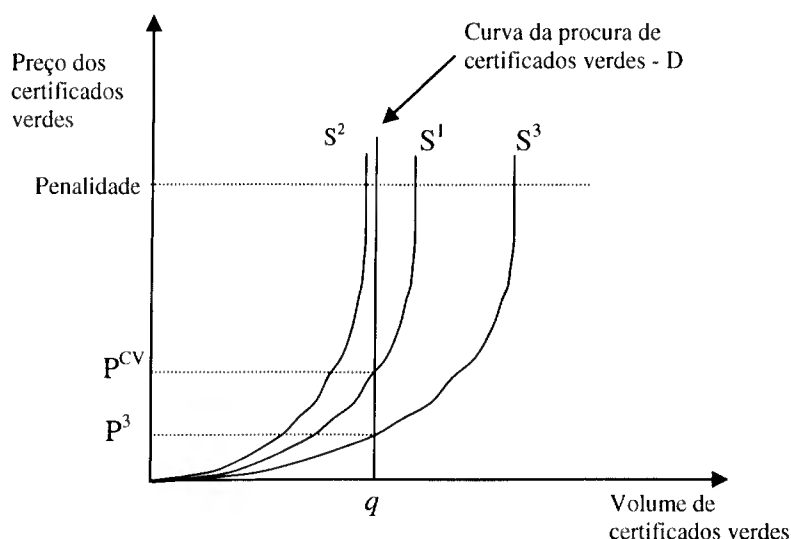
Adicionalmente, o funcionamento concorrencial deste tipo de mercado exige o cumprimento de várias condições específicas. Nos pontos seguintes apresentam-se e analisam-se estas condições.

6.2.1 Volatilidade do preço dos certificados

Na Figura 15 apresentou-se uma representação simplificada de um mercado de certificados verdes. Para tal, considerou-se que a procura de certificados é totalmente inelástica, isto é, uma curva de procura vertical igual à obrigação de compra estabelecida pelas autoridades políticas. A curva de oferta dos certificados é dada pela diferença entre o custo marginal de produção de E-FER e o preço da energia eléctrica no mercado *spot*. O equilíbrio é obtido para o preço P^{CV} , isto é, no ponto onde a oferta iguala a procura. Contudo, no curto prazo, a existência de irregularidades na curva da oferta de certificados pode criar problemas ao funcionamento do mercado. A natureza intermitente que caracteriza várias tecnologias de produção de E-FER, especialmente a energia eólica⁶⁴, e a incerteza no nível de capacidade de produção instalada no período definido para o cumprimento da obrigação de compra, introduzem uma grande variabilidade na curva da oferta de certificados verdes. Assim, num mercado de certificados verdes com uma procura inelástica, a elevada variabilidade da curva de oferta pode gerar enormes flutuações nos preços dos certificados (Morthorst, 2000).

Na Figura 16 representa-se, de forma simplificada, um mercado de certificados verdes quando, pelas razões indicadas no parágrafo anterior, a curva da oferta de certificados varia. Para além da curva da procura D , que corresponde à quota obrigatória anual, representam-se três curvas da oferta de certificados S^1 , S^2 e S^3 . A curva S^1 representa a curva da oferta de certificados num ano médio em termos de produção de E-FER e de nova capacidade de produção instalada. Considerando como ponto de partida esta situação, o mercado estará em equilíbrio quando o preço é igual a P^{CV} e a quantidade total de certificados oferecidos iguala a procura q . Contudo, num ano em que as condições meteorológicas não sejam favoráveis e a instalação de nova capacidade de produção for muito diferente da esperada, esta situação pode alterar-se radicalmente (Morthorst, 2000; Nielsen *et al*, 2003).

Figura 16 – Variabilidade da produção e a sua influência na determinação do preço dos certificados verdes assumindo certificados com um ano de validade



Fonte: Nielsen *et al* (2003).

Considere-se, por exemplo, que a oferta de certificados (curva S^2) fica aquém da verificada num ano médio (curva S^1). Neste caso, as entidades sujeitas à obrigação de compra não conseguirão satisfazer a quota imposta pelas autoridades políticas, pois a oferta é inferior à procura de certificados. Em consequência, os preços dos certificados serão infinitamente altos. Se pelo contrário, a oferta de certificados (curva S^3) ultrapassar a oferta verificada num ano médio (curva S^1) e for muito superior à quota, haverá um número elevado de certificados no mercado, conduzindo a um preço dos certificados muito baixo. Em suma, quando as curvas da oferta e da procura dos certificados são relativamente inelásticas, o preço dos certificados é caracterizado por apresentar uma elevada volatilidade (Nielsen *et al*, 2003).

Segundo Schaeffer *et al* (1999), existem várias soluções para o problema da volatilidade dos preços dos certificados. Estas soluções podem dividir-se em duas classes:

- soluções destinadas a aumentarem a flexibilidade da curva da oferta de certificados;
- soluções destinadas a aumentarem a flexibilidade da curva da procura de certificados.

⁶⁴ Por exemplo, na Dinamarca, estudos empíricos mostram que a variabilidade máxima anual da energia eléctrica produzida a partir de energia eólica é de aproximadamente $\pm 20\%$, com um desvio padrão de aproximadamente 10% (Morthorst, 2000).

Nos pontos seguintes são apresentadas várias soluções que permitem mitigar o problema da volatilidade dos preços no mercado de certificados, quer devido ao desajustamento da capacidade instalada no curto prazo, quer devido à variabilidade da produção renovável.

6.2.2 Condições do lado da oferta

Neste ponto analisam-se as condições que afectam a flexibilidade da oferta de certificados no mercado de certificados verdes.

Segundo Schaeffer *et al* (1999a), a capacidade dos produtores de E-FER cumprirem a quota estabelecida pelas autoridades políticas depende dos seguintes factores:

1. transparência no mercado de certificados;
2. factores climatéricos estocásticos que influenciam a produção de E-FER;
3. factores externos.

6.2.2.1 Transparência

Num ambiente concorrencial, a decisão de expandir a capacidade instalada depende das expectativas dos participantes no mercado relativamente ao preço futuro dos certificados verdes. Da análise apresentada no ponto 6.2.1 pode esperar-se um bom preço para os certificados até ao momento em que a capacidade total instalada atinja a meta estabelecida pelas autoridades políticas. Se o mercado de certificados não for transparente pode ser difícil para os produtores decidirem se investem em nova capacidade.

O preço de mercado dos certificados verdes pode não reflectir toda a informação relevante para o processo de tomada de decisão de investimento devido ao intervalo de tempo que medeia entre a decisão de investir e a oferta efectiva de certificados no mercado. Em consequência, um bom preço dos certificados pode induzir vários investidores a desenvolver nova capacidade de produção resultando numa sobrecapacidade para o período seguinte de cumprimento da obrigação e, consequentemente, num preço dos certificados reduzido.

Uma medida que pode contribuir para aumentar a transparência no mercado de certificados verdes é a apresentação regular de relatórios sobre a capacidade total de produção de E-FER. Adicionalmente, pode ser criado um mercado a prazo que poderá

contribuir para uma maior transparência nos preços esperados futuros dos certificados verdes (Schaeffer *et al*, 1999a).

6.2.2.2 Factores climatéricos estocásticos

Outro factor que gera incerteza na oferta de certificados no mercado é a natureza estocástica dos factores climatéricos. A variabilidade das condições climatéricas pode, para a mesma capacidade de produção de E-FER instalada, produzir um défice ou um excesso de certificados no mercado e consequentemente conduzir a uma grande volatilidade nos preços dos certificados, tal como se viu anteriormente. Schaeffer *et al* (1999a) propõe as seguintes opções políticas para mitigar os problemas de volatilidade dos preços dos certificados verdes resultantes da variabilidade das condições climatéricas: a emissão de certificados verdes corrigidos da influência das condições climatéricas e o ajustamento da quota de E-FER de forma a reflectir a influência das condições climatéricas. Outra solução seria o alargamento do sistema a vários países com climas pouco correlacionados.

6.2.2.3 Obstáculos institucionais e financeiras

Existem factores externos ao mercado de certificados verdes que dificultam a expansão da capacidade de produção de E-FER. Estes obstáculos foram já apresentados no ponto 3.3.

Um dos principais entraves ao desenvolvimento da E-FER resulta da dificuldade de acesso ao financiamento para novos aproveitamentos devido às características específicas das tecnologias de produção de E-FER, que não cumprem os critérios exigidos pelo sector financeiro privado (Mitchell, 1995). Assim, para reduzir o risco dos investidores e facilitar o acesso ao crédito são normalmente exigidos contratos de compra de longo prazo aos produtores de E-FER. Nestes casos, os produtores de E-FER são desafiados a encontrar outra parte que esteja disposta a comprar todos os certificados verdes com origem no seu aproveitamento de forma a reduzir o risco. O mercado a prazo pode desempenhar um papel fundamental num mercado de certificados verdes.

Outro instrumento que permite mitigar este tipo de problemas são as opções financeiras, como, por exemplo, a emissão de opções *put* com um preço garantido pelo qual os produtores não são obrigados, mas podem vender a energia eléctrica por eles produzida

(Schaeffer *et al*, 1999a). A existência de terceiros que estejam dispostos a assumir o risco de uma obrigação de compra de longo prazo é crucial para o sucesso destes instrumentos financeiros.

6.2.3 Condições do lado da procura

Neste ponto apresentam-se as condições a satisfazer do lado da procura no sentido de tornar o mercado de certificados verdes num mercado estável. Assim, analisa-se a validade dos certificados verdes como uma opção para aumentar a estabilidade do mercado de certificados verdes, bem como se discute a necessidade de intervenção das autoridades políticas no mercado de certificados verdes. Para além destas opções, é analisada a utilização de penalidades e *price-caps* no sentido de alterar a curva da procura de certificados, tornando-a mais elástica e, assim, reduzir a volatilidade do preço dos certificados e assegurar um nível de investimento em meios de produção de E-FER adequado.

6.2.3.1 Penalidades e *price-caps*

Uma solução para o problema da volatilidade dos preços no mercado de certificados verdes é a definição de *price-caps*. Como se viu no ponto 6.1.1, a imposição de uma obrigação de compra pelas autoridades políticas deve ser acompanhada por uma penalidade a aplicar em caso de incumprimento. Assim, os agentes abrangidos pela obrigação de compra devem pagar uma penalidade por cada unidade de energia eléctrica que não tenha o respectivo certificado verde. Esta penalidade corresponderá ao preço máximo no mercado de certificados, pois nenhum agente comprará certificados no mercado a um preço superior à penalidade.

Por outro lado, o estabelecimento de um preço mínimo funcionará como um travão à descida acentuada dos preços em anos em que a oferta de certificados excede a procura (Nielsen *et al*, 2003).

6.2.3.2 Validade dos certificados verdes

Um factor importante para aumentar a flexibilidade da procura e reduzir a volatilidade do preço dos certificados verdes é a validade dos certificados.

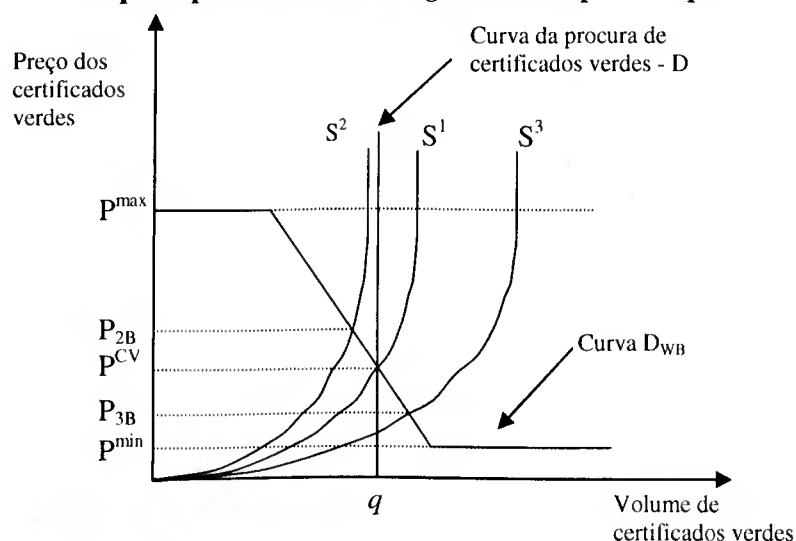
Na situação descrita no ponto 6.2.1, a inflexibilidade da procura é causada pelo estabelecimento da data de verificação do cumprimento da obrigação de compra de certificados verdes. Deste modo, um certificado verde emitido num determinado

período de cumprimento da obrigação de compra perde todo o seu valor após a data estabelecida para a verificação desse cumprimento. Uma solução para este problema é tornar a validade dos certificados ilimitada.

Se o certificado for eternamente válido o proprietário do certificado pode escolher o momento apropriado em que usa o certificado verde para cumprir a sua obrigação de compra. A extensão da validade do certificado para além do ano em que é emitido permite o *banking* dos certificados. Este procedimento permite aos participantes no mercado “armazenar” os certificados emitidos ou obtidos num determinado período para utilizar em períodos subsequentes. Pelo contrário, se os certificados tiverem a sua validade limitada ao ano de emissão, então é muito provável que o preço do certificado iguale o preço máximo ou o preço mínimo.

O *banking* implica que os certificados possam ser utilizados em períodos futuros. Em consequência, os agentes podem reter os certificados nos anos em que existe excesso de oferta e baixos preços e vendê-los nos anos em que se verifica um excesso de procura e os preços são mais elevados (Nielsen *et al*, 2003). Na Figura 17 representa-se o funcionamento do mercado de certificados verdes numa situação em que é permitido o *banking* dos certificados e em que são definidos *price-caps*.

Figura 17 – Funcionamento do mercado de certificados verdes numa situação em que é permitido *banking* e existem *price-caps*



Fonte: Nielsen *et al* (2003) e Morthorst (2000).

A curva D_{WB} representa a procura de certificados numa situação em que é possível comprar certificados a um preço reduzido e guardá-los para utilizar no futuro, ou

utilizar certificados retidos em anos anteriores se o preço dos certificados for mais elevado do que o esperado. Assim, no que concerne o problema da variabilidade da capacidade instalada, a possibilidade de *banking* limita a gama de preços a $P_{2B}-P_{3B}$, isto é, uma gama de preços consideravelmente inferior àquela verificada na situação em que não é permitido *banking*, $P^{max}-P^{min}$. Quanto maiores forem as elasticidades das curvas da oferta e da procura, mais estável e independente das flutuações na oferta será o processo de determinação do preço de mercado dos certificados verdes (Morthorst, 2000).

Deve referir-se que, caso se verifique um défice de certificados num determinado ano e o prazo de validade dos certificados esteja limitado a um ano, a obrigação de compra não é cumprida e a procura excessiva de certificados converte-se no pagamento de uma penalidade pelo agente sobre o qual incide a obrigação de compra. Se a validade dos certificados for ilimitada e for permitido *banking*, os certificados retidos em anos anteriores podem ser utilizados para cobrir o excesso de procura e, desse modo, mitigar a oferta irregular de certificados no mercado (Morthorst, 2000).

Num mercado com *price-caps* e com possibilidade de realizar *banking*, as flutuações nos preços podem ser controladas através da regulação da penalidade e do preço mínimo dos certificados e, em consequência, serão menores do que no mercado não regulado. Para induzir o investimento em meios de produção de E-FER, o preço da penalidade deve ser superior aos custos de investimento de longo prazo e o preço mínimo deve ser suficiente para assegurar uma remuneração adequada dos investimentos em meios de produção de E-FER (Nielsen *et al*, 2003).

Outra solução, para além da extensão da validade dos certificados a anos subsequentes, é estender a validade dos certificados verdes de forma a satisfazer uma obrigação de compra de um período anterior à produção da E-FER e ao correspondente certificado ser emitido. Isto significa que os certificados verdes que se espera serem emitidos no período seguinte (que podem ser comprados através de contratos *forward*) podem ser utilizados para cumprir obrigações de compra actuais. Este procedimento é conhecido por *borrowing*.

Esta medida permite aumentar a flexibilidade da oferta no mercado de certificados verdes de várias formas. Em primeiro lugar, em caso de défice de certificados, o preço

não atingirá o valor da penalidade, pois os participantes no mercado optarão por comprar contratos *forward* para satisfazer as suas obrigações de compra. Em segundo lugar, a correcção do valor dos certificados de forma a reflectir os factores climatéricos realiza-se automaticamente. Por exemplo, no caso de um ano com reduzida produção eólica podem usar-se certificados verdes de anos futuros, para além dos certificados de anos passados.

Por último, a procura adicional de contratos *forward* resultante desta solução ajuda os investidores em FER a assegurar o financiamento junto das instituições financeiras.

Importa referir que alguns autores consideram o procedimento inadequado, pois mutualiza o risco do agente obrigado a satisfazer a obrigação de compra (Mitchell *et al*, 2000).

6.2.3.3 O papel das autoridades políticas

A implementação de um mercado de certificados verdes ajuda as autoridades políticas a cumprir as metas de longo prazo definidas para a produção de E-FER. Estas metas devem ser convertidas em metas de longo prazo para os certificados verdes que não se alterem com o passar dos anos, quer seja devido à eleição de um novo governo, que seja devido à definição de novas prioridades em termos de política energética. Esta é uma condição importante para convencer os participantes no mercado de que eles conseguirão recuperar os seus investimentos através do mercado de certificados verdes. Caso os participantes no mercado tenham a percepção de que as autoridades políticas podem alterar as regras frequentemente, eles tentarão antecipar essas alterações nas suas decisões conduzindo a distorções no mercado (Schaeffer *et al*, 1999a). Assim, uma condição importante para um mercado de certificados verdes estável é a existência de uma política governamental clara, consistente e pré-declarada. Para tal deve ser acordado um período temporal no qual as autoridades políticas estipulam as regras e as metas desejadas, não intervindo posteriormente no funcionamento do mercado de certificados verdes. O estabelecimento de um compromisso de longo prazo fará, em princípio, com que o mercado de certificados verdes funcione (Schaeffer *et al*, 1999a).

6.3 Vantagens dos mercados de certificados verdes

Actualmente, não é ainda possível avaliar o desempenho dos sistemas de certificados verdes com base na experiência, pois este mecanismo de promoção da E-FER só

recentemente começou a ser implementado num número reduzido de países. Contudo, podem mencionar-se algumas vantagens potenciais deste sistema.

6.3.1 Eficiência estática do mercado de certificados verdes

A eficiência pode ser definida como a capacidade de um instrumento permitir aumentar a produção de E-FER até um nível pré-determinado ao mínimo custo possível. Esta dimensão é quase sempre interpretada na literatura no sentido estático, isto é, assumindo como fixas as metas de política energética e a tecnologia, e permitindo unicamente a primeira reacção aos respectivos instrumentos (Norregard *et al*, 2000).

A criação de um mercado de certificados verdes oferece um duplo incentivo à redução dos custos de produção da E-FER. Em primeiro lugar, a E-FER é vendida ao preço de mercado de energia eléctrica que, devido ao processo de liberalização e à crescente concorrência, tende a baixar⁶⁵. Em segundo lugar, os produtores de E-FER estão sob a pressão constante da concorrência introduzida pelo mercado de certificados verdes. Esta pressão cria incentivos aos potenciais investidores, não só para controlar o custo dos equipamentos mas também para controlar os custos operacionais, uma vez os equipamentos instalados (Menanteau *et al*, 2003).

Num sistema de certificados verdes podem impor-se metas de produção de E-FER a um dos agentes do sector eléctrico com o objectivo de alcançar a eficiência na afectação dos recursos quando este agente tem acesso a diferentes recursos. O mercado de certificados verdes torna possível a utilização das fontes de energia renováveis menos dispendiosas, para uma única tecnologia (localização da produção eólica na zona costeira antes do interior) e para várias tecnologias concorrentes (instalação de energia eólica antes da energia solar fotovoltaica).

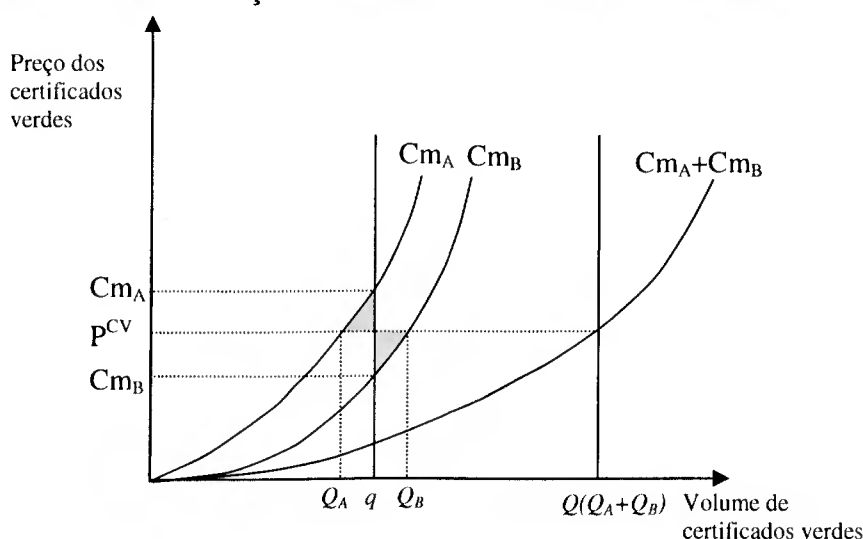
Num sistema de certificados verdes a meta de produção de E-FER é estabelecida para o conjunto do país e posteriormente repartida pelos diversos agentes que têm de satisfazer a obrigação de compra de E-FER. Dado que nem todos os agentes beneficiam das mesmas oportunidades para desenvolver novos meios de produção de E-FER e portanto têm diferentes curvas de custo marginal de produção⁶⁶, os mercados de certificados

⁶⁵ Com a internalização dos custos ambientais tenderá a subir.

⁶⁶ No caso da energia eólica é natural que um produtor localizado na zona costeira beneficie de melhores recursos eólicos e, consequentemente, tenha menores custos de produção do que um produtor localizado no interior.

verdes permitem que o cumprimento das quotas seja realizado de forma eficiente. Sem este mecanismo de flexibilidade, os agentes com iguais obrigações de compra incorreriam em diferentes custos marginais, o que seria uma fonte de ineficiência. Com um mercado de certificados verdes, os custos são eficientemente repartidos: os custos marginais de produção são igualizados entre os agentes e os produtores especializados são incentivados a participar no mercado (Menanteau *et al*, 2003). Na Figura 18 mostra-se como o mercado de certificados permite satisfazer a meta de produção de E-FER ao mínimo custo possível.

Figura 18 – Minimização dos custos num mercado de certificados verdes



Fonte: Menanteau *et al* (2003)

Considere-se dois agentes, A e B, obrigados a satisfazer uma obrigação de compra de E-FER, q . Como o agente A dispõe de recursos de produção com fraca qualidade incorre em maiores custos marginais de produção Cm_A para cumprir a obrigação de compra de q unidades de E-FER que lhe foi imposta. Contudo, a possibilidade de transaccionar certificados no mercado de certificados verdes permite-lhe limitar a sua produção a Q_A e comprar $(q - Q_A)$ certificados no mercado, ao preço de equilíbrio P^{CV} , para satisfazer a obrigação de compra q . O agente B, por seu turno, aumenta a sua produção até Q_B e vende o excesso de certificados $(Q_B - q)$ no mercado, ao preço P^{CV} . A implementação de um mercado de certificados verdes resulta numa redução do custo necessário para atingir a meta global ($Q = Q_A + Q_B = 2q$), representado pelas áreas sombreadas, quando comparado com a situação em que não existe o mecanismo de

flexibilidade e os agentes estão sujeitos às restrições de produção Q_A e Q_B (Menanteau *et al*, 2003).

No caso de um sistema de tarifas de compra garantida também se verifica uma afectação eficiente das quantidades produzidas pelos diversos agentes. Contudo, não é certo que a meta global estabelecida pelas autoridades políticas seja satisfeita, dada a falta de informação sobre a forma das curvas de custo marginal de produção dos diversos produtores para fixar a tarifa óptima (Menanteau *et al*, 2003).

6.3.2 Oportunidades para agentes externos ao mercado

Se o mercado de certificados verdes estiver aberto a todos os agentes que nele desejem participar, podem existir, por exemplo, organizações ambientalistas, preocupadas em diminuir os impactes ambientais da produção de energia eléctrica, que pretendam participar no mercado e comprar certificados, retirando-os do mercado e não permitindo que estes sejam transaccionados. Esta acção, que é equivalente a um aumento na quota de produção de E-FER pelas autoridades políticas, conduz a uma subida no preço dos certificados verdes e, conseqüentemente, a um maior incentivo à entrada de novos produtores de E-FER na indústria. Contudo, esta ideia pode ter um aspecto negativo. As autoridades políticas podem reagir negativamente a esta intervenção no mercado, visto que o nível da quota que foi definido como sendo um óptimo, está a ser alterado por alguém que não concorda com esse valor. Em consequência, e se as regras do mercado o permitirem, as autoridades podem colocar novos certificados no mercado para compensar os certificados retirados pela organização ambientalista (Pearce *et al*, 1997; Espey, 2001).

6.3.3 Cumprimento da directiva e mercado único

Desde a introdução da Directiva Europeia sobre a E-FER, onde são estabelecidas metas nacionais para a produção de E-FER em 2010, que os mercados de certificados verdes têm sido alvo de um crescente interesse na Europa. Esta Directiva estabelece metas diferenciadas para os Estados-Membros tendo por base o potencial existente e os esforços já realizados por cada Estado-Membro. Contudo, uma vez que os custos marginais de produção de cada Estado-Membro são desconhecidos, esta afectação pode não ser a via mais eficiente de partilhar os custos do cumprimento da meta global. A utilização de um mercado de certificados verdes permite a utilização dos recursos que

apresentam menores custos, de modo que se atinja a meta comunitária de produção de E-FER da forma mais económica, o que pode ser uma vantagem relativamente aos outros instrumentos de apoio à E-FER e, sobretudo, permite reafectar de forma mais justa e eficiente as metas de cada país.

6.4 Limitações dos mercados de certificados verdes

Os mercados de certificados verdes não são um instrumento de incentivo ao desenvolvimento da E-FER perfeito, apresentando algumas desvantagens relativamente a outros instrumentos, nomeadamente as tarifas de compra a preço garantido, com inconvenientes muito maiores, como visto em 3.4.1. Nos pontos seguintes apresentam-se algumas destas limitações.

6.4.1 Eficiência dinâmica do mercado de certificados verdes

O conceito de eficiência dinâmica refere-se ao tipo de acções que o mercado de certificados verdes incentiva no longo prazo (Norregard *et al*, 2000).

Nos mercados de certificados verdes os diversos produtores concorrem entre si pela venda dos certificados. Neste sentido, cada produtor deve procurar implementar as soluções de produção de E-FER menos dispendiosas, de modo a ser competitivo no mercado de certificados verdes. Ao criar uma pressão concorrencial permanente sobre os produtores, o mercado de certificados verdes, em teoria, estimula um decrescimento dos custos mais rápido resultante do progresso técnico, do qual resultará, também em teoria, uma vantagem em termos de eficiência dinâmica. Contudo, os investimentos realizam-se, em primeiro lugar, nas tecnologias maduras, o que não facilita o desenvolvimento das tecnologias emergentes. Com efeito, o mercado de certificados verdes permite uma afectação eficiente dos recursos que assenta na exploração dos potenciais disponíveis por ordem de custo crescente. Em contrapartida, as tecnologias com um forte potencial de progresso técnico, mas actualmente bastante dispendiosas, não se conseguem impor (Menanteau *et al*, 2002). Neste sentido, a vantagem apresentada pelos mercados de certificados verdes, em termos de eficiência estática, pode, do ponto de vista da eficiência dinâmica, tornar-se numa desvantagem, pois tende a dificultar os investimentos em tecnologias promissoras mas ainda pouco desenvolvidas (Menanteau *et al*, 2003).

Por outro lado, num mercado de certificados verdes com uma procura inelástica, a elevada variabilidade da curva de oferta pode gerar enormes flutuações nos preços dos certificados. Nesta situação, o balanço entre os riscos envolvidos e as receitas esperadas é claramente desfavorável aos mercados de certificados verdes, tornando o sistema menos atractivo para os investidores. Assim, é introduzido um elemento de instabilidade no mercado que pode impedir a instalação de nova capacidade de produção de E-FER.

A possibilidade de realizar *banking* e *borrowing* dos certificados verdes pode mitigar o problema flutuações nos preços dos certificados, aumentando a eficiência dinâmica deste instrumento.

6.4.2 Poder de mercado

Sempre que os mercados de certificados verdes apresentem um número reduzido de agentes existe o perigo de haver poder de mercado, pois quando os agentes se comportam como *price setters* – quer seja como compradores ou como vendedores – pode perder-se grande parte dos potenciais benefícios do mercado de certificados verdes. Por esta razão, o potencial de poder de mercado no mercado de certificados verdes pode ser visto como uma desvantagem deste instrumento, relativamente a outros instrumentos, nomeadamente as tarifas de compra garantida. Naturalmente, o poder de mercado depende do grau de concentração existente no mercado de certificados verdes e da intervenção da regulação que deve emular as condições vigentes num mercado concorrencial.

6.4.3 Custos de transacção

Para implementar e operar um mercado de certificados verdes é necessário assegurar um conjunto de novas funções – a certificação dos produtores de E-FER, o registo das transacções, a contabilização e a auditoria dos certificados, a imposição de penalidades aos agentes que não cumprem as respectivas obrigações de compra – todas elas conduzindo a elevados custos administrativos e a custos de transacção (Menanteau *et al*, 2003). Estes custos elevados podem ser uma desvantagem dos mercados de certificados verdes face às tarifas de compra garantida, que apresentam reduzidos custos administrativos, mas elevados custos de ineficiência directamente repercutidos sobre os consumidores, não incentivando a procura das melhores soluções.

7. O mercado de certificados verdes e o mercado de direitos de emissão de CO₂

A redução das emissões de gases com efeito de estufa encontra-se actualmente no cerne das políticas ambientais e energéticas da União Europeia e dos seus Estados-Membros. Neste sentido, espera-se que o desenvolvimento das FER, nomeadamente da E-FER, desempenhe um papel importante no cumprimento das metas globais de redução das emissões de GEE's assumidas pela União Europeia no âmbito do Protocolo de Quioto.

Para além do desenvolvimento das FER, existem outras possibilidades de redução das emissões de GEE's. Nos últimos tempos tem-se discutido bastante a possibilidade de implementação de um mercado europeu de direitos de emissão de CO₂ com o objectivo de ajudar a reduzir as emissões deste gás de uma forma economicamente mais eficiente.

A ideia subjacente ao mercado de direitos de emissão transaccionáveis é reduzir as emissões de CO₂ do sector eléctrico e de outros sectores intensivos em energia através do estabelecimento de um conjunto de quotas (direitos de emissão) que podem ser transaccionados ao nível europeu e internacional. A principal ideia dos direitos de emissão transaccionáveis é promover a redução das emissões de CO₂ de forma economicamente mais eficiente. Deste modo, o comércio europeu, se possível mundial, assegurará uma utilização eficiente das opções de redução das emissões de CO₂ disponíveis nos diversos sectores abrangidos pelo comércio de emissões. A redução das emissões de CO₂ realizar-se-á nos países com maior potencial de redução e com menores custos de mitigação das emissões.

O comércio de direitos de emissão de gases com efeito de estufa ao nível europeu realizar-se-á entre empresas, enquanto que no âmbito do Protocolo de Quito será entre as Partes signatárias, ou seja, entre países. Neste sentido, ambos os mercados deverão funcionar de forma coordenada, não sendo ainda clara a forma como estes mercados vão interagir.

Os direitos de emissão transaccionáveis têm associados créditos de redução de emissões. Deste modo, um país importador líquido de direitos de emissão pode aumentar as suas emissões totais de CO₂ para além da quota nacional, no montante correspondentes ao valor líquido dos direitos importados. Um país exportador líquido de direitos terá que reduzir a sua quota nacional de emissões de CO₂ num montante

correspondente ao valor líquido dos direitos exportados. As empresas que excedam as suas quotas de emissão, devidamente ajustadas pelos direitos de emissão transaccionados, terão que pagar uma penalidade pela parte das emissões que exceder a quota.

Paralelamente à discussão sobre a implementação de um mercado europeu de direitos de emissão de CO₂ transaccionáveis, tem-se assistido, nos últimos tempos, à introdução, em vários Estados-Membros da União Europeia, de mercados de certificados verdes com o objectivo de promover o desenvolvimento da E-FER de forma economicamente eficiente.

O mercado de direitos de emissão de CO₂ e o mercado de certificados verdes têm objectivos distintos. O mercado de direitos de emissão tem como principal objectivo reduzir os custos de abate associados a uma quota de emissões de CO₂, enquanto o mercado de certificados verdes visa, principalmente, ajudar a aumentar a quota das FER na produção de energia eléctrica.

Apesar de apresentarem objectivos directos distintos, ambos os instrumentos podem ser utilizados para cumprir uma meta de redução de emissões de CO₂ ou uma meta de desenvolvimento da produção de E-FER (Jensen *et al*, 2003). Neste sentido, um mercado de direitos de emissão pode ser utilizado para ajudar a cumprir uma meta de desenvolvimento de E-FER e um mercado de certificados verdes pode ser usado para ajudar a cumprir uma meta de redução de emissões de CO₂.

A implementação de um mercado de direitos de emissão de CO₂ pode contribuir para o cumprimento de uma quota de desenvolvimento da produção de E-FER de duas formas distintas.

Em primeiro lugar, porque incentiva o investimento nas tecnologias de redução de emissões de CO₂ economicamente mais eficientes. Assim, se as tecnologias de produção de E-FER revelarem maior eficiência do que as outras tecnologias de redução de emissões de CO₂ serão adoptadas, incentivando o seu desenvolvimento.

Em segundo lugar, porque a internalização dos custos resultantes do cumprimento da quota de emissão de CO₂ suportados pelos produtores de energia eléctrica de origem térmica conduz a um aumento nos custos de produção da energia eléctrica e, por conseguinte, a um aumento no preço de mercado da energia eléctrica. Deste modo, os

preços da E-FER tornam-se mais concorrenciais no mercado de energia eléctrica, incentivando o desenvolvimento destas tecnologias de produção de energia eléctrica.

Tal como a implementação de um mercado de direitos de emissão de CO₂ pode contribuir para o cumprimento de uma quota de desenvolvimento da produção de E-FER, mesmo não sendo esse o seu objectivo directo, também a implementação de um sistema de certificados verdes pode contribuir para o cumprimento de uma quota de emissão de CO₂. Com efeito, a implementação dum sistema de certificados verdes, baseado num modelo de obrigação de compra, impõe a cada comercializador de energia eléctrica a compra de uma determinada quota crescente⁶⁷ de E-FER. O aumento na procura de E-FER conduz a um aumento no preços dos certificados verdes que, por sua vez, atrai mais investimentos na produção de E-FER. Quando o consumo de E-FER aumenta, o consumo de energia eléctrica produzida a partir de fontes convencionais reduz-se na mesma quantidade⁶⁸. Em consequência, as emissões de CO₂ reduzem-se⁶⁹ e a meta de redução de emissões de CO₂ é mais facilmente cumprida.

A análise anterior assenta no pressuposto que as metas de desenvolvimento da produção de E-FER e de redução de emissões de CO₂ são definidas de forma descoordenada. Contudo, a Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à criação do quadro de comércio de direitos de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade Europeia estabelece que, ao definir as quantidades de direitos a atribuir no âmbito da Directiva, os Estados-Membros deverão ter em conta os objectivos em matéria de energia renovável. Assim, a coexistência de um mercado de certificados verdes e de um mercado de direitos de emissão exige que a fixação das quotas de ambos os mercados seja realizada de forma coordenada, ou seja, a um aumento na produção de E-FER deverá corresponder uma redução proporcional na quota de emissão de CO₂. Caso contrário, as reduções esperadas nas emissões de CO₂, com origem nas centrais

⁶⁷ A quota de produção de E-FER deve ser crescente, caso contrário não haverá incentivo à instalação de nova capacidade de produção de E-FER.

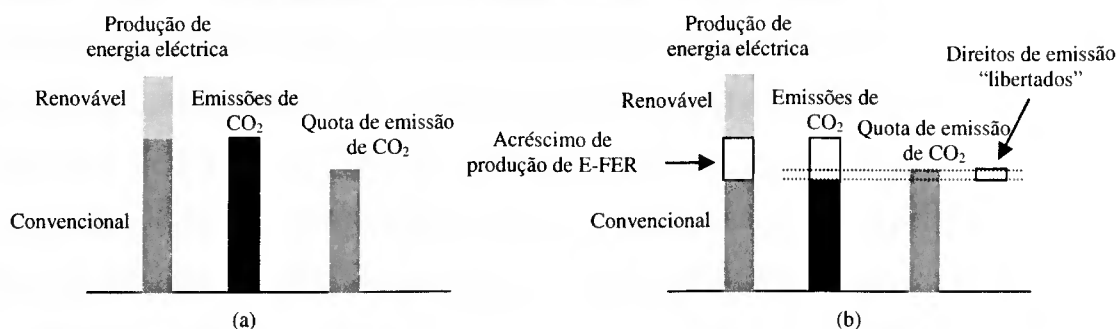
⁶⁸ Só é verdade se a procura global de energia eléctrica não crescer.

⁶⁹ Apenas se verifica uma redução nas emissões de CO₂ se as fontes convencionais substituídas forem térmicas. Se a E-FER substituir a energia eléctrica produzida em grandes hídricas ou nucleares não há qualquer redução nas emissões. Contudo, nas condições actuais e previsionais de mercado, é às centrais térmicas que se atribui a função de equilibrar o mercado, pois o crescimento da produção da E-FER é ainda insuficiente para fazer face ao crescimento da procura de energia eléctrica.

convencionais de produção de energia eléctrica, não contribuirão com o seu valor total para o cumprimento das metas nacionais de redução de CO₂.

A Figura 19 pretende ilustrar as consequências de uma definição não coordenada das quotas de produção de E-FER e de emissão de CO₂.

Figura 19 – Fixação de quotas dos mercados de direitos de emissão de CO₂ e de certificados verdes de forma não coordenada



Fonte: Morthorst, 2003

Na Figura 19(a) representam-se a produção de energia eléctrica num determinado país, nas suas parcelas renovável e convencional. Considera-se que as emissões de CO₂ correspondem à produção de energia eléctrica a partir de fontes convencionais (cf. Figura 19(a)).

A redução das emissões de CO₂ é conseguida através da atribuição de quotas de emissão aos produtores de energia eléctrica convencional. Contudo, para que se verifique uma redução efectiva nas emissões, as quotas devem corresponder a um volume de emissões inferior ao verificado no passado. Assim, na ausência de outras regulações ambientais, que limitem o comércio de direitos de emissão de CO₂, as reduções nas emissões de CO₂ realizar-se-ão nas instalações onde tal for menos dispendioso e o comércio de emissões assegura uma utilização eficiente das diferentes opções de redução das emissões disponíveis.

Quando coexiste um mercado de certificados verdes com um mercado de direitos de emissão importa utilizar os dois instrumentos de forma coordenada. Na Figura 19(b) ilustram-se as consequências de um aumento na produção de E-FER resultante de um aumento não coordenado na respectiva quota de produção.

Um aumento na produção de E-FER conduz a uma redução na produção de energia eléctrica a partir de centrais convencionais e, consequentemente, nas suas emissões de CO₂.

A quota emissão de CO₂ dos produtores convencionais mantém-se inalterada no nível inicialmente definido, uma vez que foi pré-definida para um determinado período temporal (cf. Figura 19(b)).

Nestas circunstâncias, o produtor de energia eléctrica convencional vê a sua tarefa de redução das emissões de CO₂ facilitada, pois as suas emissões são, por força do aumento na produção de E-FER, inferiores à quota de emissão de CO₂ que lhe foi atribuída e que tinha sido calculada com base numa produção esperada de energia eléctrica superior.

O aumento verificado na produção de E-FER implica uma redução de igual magnitude na produção de energia eléctrica convencional e, neste sentido, “liberta” direitos de emissão que podem ser vendidos pelos produtores convencionais a outras instalações que deles necessitem. Em suma, para a mesma produção total de energia eléctrica, são necessárias menores reduções das emissões CO₂ nas centrais convencionais. Assim, as autoridades políticas, aquando da determinação das quotas de emissão, devem ter em conta todas as possibilidades de redução das emissões de CO₂, bem como as necessidades de energia eléctrica convencional. As quotas de emissão de CO₂ e de produção de E-FER devem ser estabelecidas de uma forma coordenada. Isto é, quando a produção de E-FER aumenta, a quota de emissão deve reduzir-se em conformidade. Caso contrário, não se atingirá a totalidade das reduções esperadas nas emissões de CO₂ (Morthorst, 2003).

A implementação de um mercado de certificados verdes transaccionáveis, em paralelo com um mercado de direitos de emissão transaccionáveis, suscita outras questões relativamente à convertibilidade dos certificados verdes em direitos de emissão transaccionáveis.

Alguns autores, no sentido de flexibilizar o cumprimento das quotas de produção de E-FER e de emissão de CO₂, defendem a possibilidade de converter certificados verdes em direitos de emissão e vice-versa.

Esta abordagem ignora que os certificados verdes representam outros benefícios para além da redução das emissões de CO₂ e que os custos de redução das emissões de CO₂, através do desenvolvimento da E-FER, são provavelmente superiores aos custos das opções alternativas de mitigação das emissões de CO₂ (Sorrel, 2003). Neste sentido, o desenvolvimento da produção de E-FER através do mercado de direitos de emissão será limitado, pois este mercado incentiva o desenvolvimento das tecnologias de abate de CO₂ economicamente mais eficientes.

Uma abordagem alternativa consiste na conversão unidireccional dos certificados verdes em direitos de emissão. Segundo Sorrel (2003), esta medida incentiva a produção de certificados verdes em excesso que, posteriormente, são convertidos em direitos de emissão e vendidos no respectivo mercado, criando uma fonte adicional de receitas para os produtores de E-FER e impulsionando o desenvolvimento destas tecnologias de produção de energia eléctrica. Contudo, esta solução conduz a uma dupla contabilização de direitos de emissão. Primeiro, porque as emissões evitadas pela produção de E-FER “libertam” um determinado volume de direitos de emissão que podem ser vendidos no mercado e, segundo, porque o processo de conversão dos certificados verdes em direitos de emissão cria um volume aproximadamente equivalente de novos direitos de emissão.

Para além de ser uma solução economicamente pouco eficiente e de conduzir aos problemas de dupla contabilização acima referidos, a conversão dos certificados verdes em direitos de emissão não é permitida pela Directiva Europeia relativa à criação do quadro de comércio de direitos de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade Europeia, recentemente aprovada, bem como conduz a problemas de contabilidade do carbono.

Em primeiro lugar, a quantificação das emissões de CO₂ evitadas é uma tarefa difícil, que depende, nomeadamente, do momento em que a E-FER é produzida e da fonte ou fontes convencionais que foram substituídas.

Em segundo lugar, pode existir um problema de dupla contabilização dos benefícios das emissões de CO₂ evitadas, isto é, as emissões de CO₂ evitadas pelo produtor de E-FER são remuneradas através da venda do certificado verde em dois mercados distintos, o mercado de certificados verdes e o mercado de direitos de emissão.

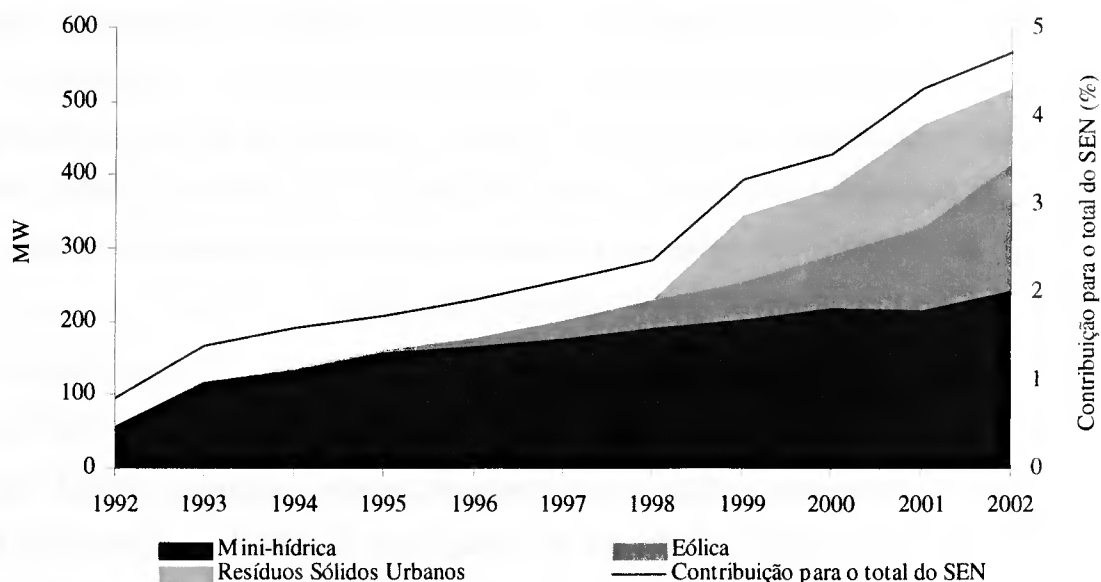
Uma solução para o problema da dupla contabilização dos benefícios das emissões de CO₂ evitadas consiste na desagregação ou divisão dos certificados verdes de modo a poder transaccionar-se uma parcela do certificado no mercado de certificados verdes e o remanescente no mercado de direitos de emissão de CO₂. Existe, contudo, um problema nesta solução. Com efeito, o valor da parcela do certificado verde associada à redução das emissões de CO₂ está já parcialmente incorporada nos direitos de emissão “libertados” pelas emissões de CO₂ evitadas pela produção de E-FER. Assim, a criação de uma parcela do certificado verde, relativa às emissões de CO₂ evitadas e transaccionável no mercado de direitos de emissão, conduz à criação de dois direitos de emissão para todas as emissões evitadas pela produção de E-FER. Adicionalmente, as emissões de CO₂ evitadas pela produção de E-FER são duplamente remuneradas pelo mercado de direitos de emissão e pelo mercado de energia eléctrica. Com efeito, os produtores de E-FER são remunerados pela venda, no mercado de direitos de emissão de CO₂, da parcela dos certificados verdes correspondente às emissões evitadas, bem como são remunerados pelo preço de mercado da energia, que internaliza o custo de redução de CO₂ através do mercado de direitos de emissão.

Dos parágrafos anteriores resulta que a conversão de certificados verdes em direitos de emissão transaccionáveis é problemática. Neste sentido, julga-se que a interacção entre o mercado de certificados verdes e o mercado de direitos de emissão deverá estar limitada à definição harmonizada das quotas de produção de E-FER e emissão de CO₂. Assim, não é aconselhável a transacção de certificados verdes no mercado de direitos de emissão, sob pena de se estarem a introduzirem distorções em ambos os mercados.

8. Situação actual da E-FER em Portugal

Na última década, a potência instalada em aproveitamentos de produção de E-FER cresceu a uma taxa média anual de 24,7%. Todavia, em 2002, a potência instalada na PRE de origem renovável só representava cerca 4,7% do total da potência instalada no SEN. Na Figura 20 apresenta-se a evolução da potência instalada em PRE de origem renovável. Nesta figura pode observar-se que a potência instalada em energia eólica apresentou um forte crescimento nos últimos anos, ao contrário da mini-hídrica e dos resíduos sólidos urbanos que, praticamente, estagnaram.

Figura 20 – Evolução da potência instalada em PRE de origem renovável



Nota: Os Resíduos Sólidos Urbanos incluem os resíduos florestais

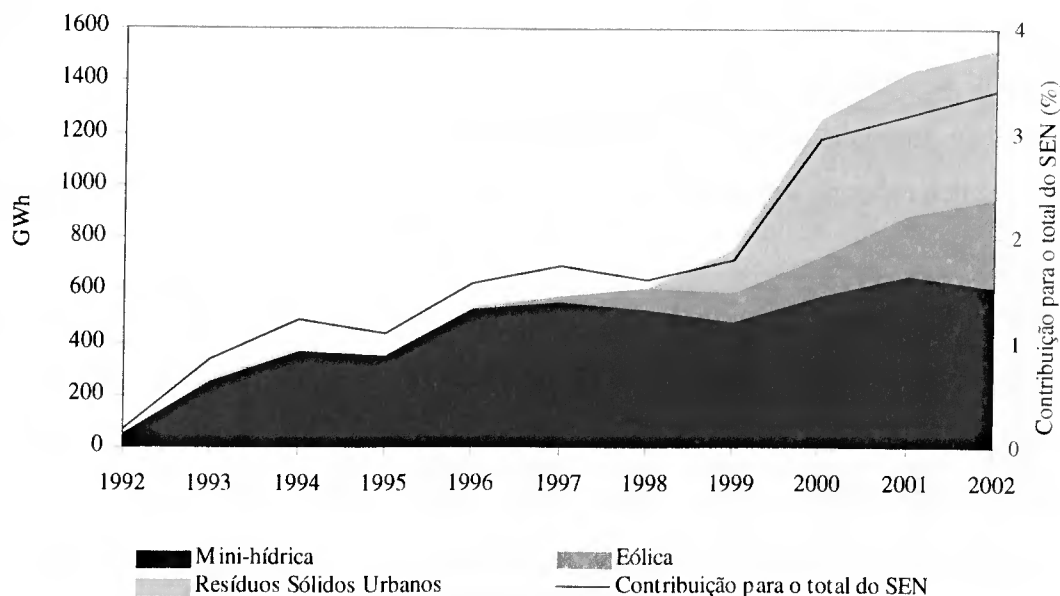
Fonte: DGE (2003).

Na Figura 21 apresenta-se a evolução da produção de energia eléctrica a partir de PRE de origem renovável nos últimos 10 anos. Neste período, a produção de energia eléctrica, a partir de PRE de origem renovável, cresceu a uma taxa média anual de 40,7%, enquanto produção no SEN cresceu a uma taxa média anual de 4,3%. Contudo, em 2002, a produção de energia eléctrica a partir de PRE de origem renovável apenas representou 3,4% do total da produção do SEN, ou seja, 1 520 GWh.

Se se analisar a utilização da potência instalada verifica-se que, do conjunto dos aproveitamentos de produção de E-FER que entregaram energia eléctrica à rede pública em 2002, as centrais de resíduos sólidos urbanos foram aquelas que apresentaram a

maior utilização média da potência instalada⁷⁰, 5 588 horas, enquanto os aproveitamentos eólicos se ficaram por uma utilização média de 1 954 horas. Nos aproveitamentos mini-hídricos, a utilização média da potência instalada foi de 2 523 horas.

Figura 21 – Evolução da energia eléctrica produzida pela PRE de origem renovável



Nota: Os Resíduos Sólidos Urbanos incluem os resíduos florestais

Fonte: DGE (2003)

8.1 Perspectivas

Como se verificou no ponto anterior, a contribuição da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis, excluindo a grande hídrica, para o total da produção no SEN é, ainda, pouco significativa, representando apenas 4,7% da potência instalada e 3,4 % da energia eléctrica produzida.

O cumprimento das metas indicativas estabelecidas na Directiva 2001/77/CE exigirá uma produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis de cerca 9 443 GWh, sem considerar a grande hídrica. Para se atingir este valor, cerca de 9,5 vezes a produção actual sem considerar a fracção não biodegradável dos resíduos

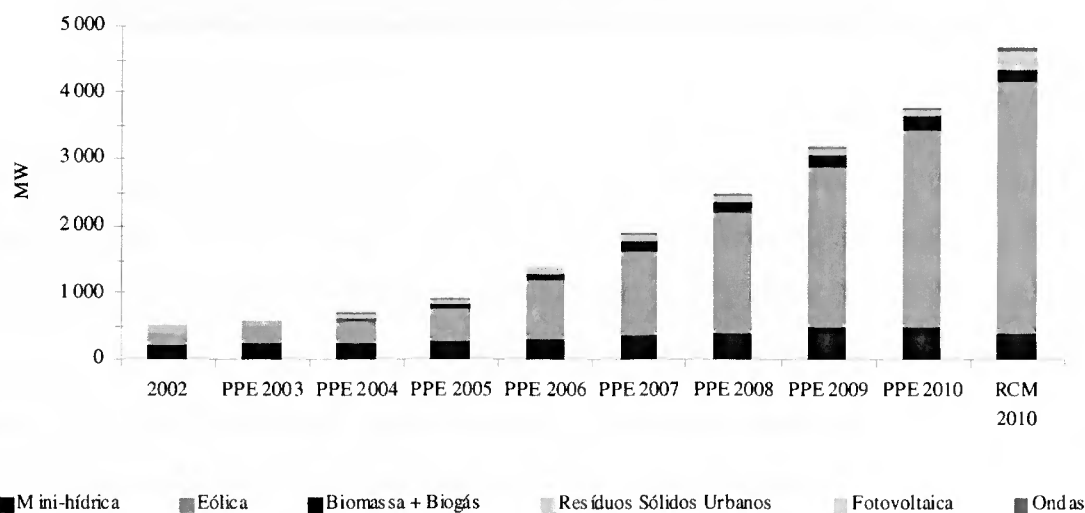
⁷⁰ Designa-se por utilização da potência instalada, o número de horas que uma central deveria trabalhar permanentemente a plena carga para produzir a mesma quantidade de energia que realmente produziu durante um ano.

industriais e urbanos, 1 003 GWh, seria necessária uma taxa de crescimento média anual da produção de energia eléctrica a partir de E-FER de 32,4 %. Contudo, atendendo a que, nos últimos dois anos esta taxa de crescimento foi de cerca de 10 %, perspectiva-se que atingir a meta não será tarefa fácil.

Nos parágrafos seguintes perspectiva-se a evolução da potência instalada e da produção de energia eléctrica a partir de E-FER, excluída a grande-hídrica, no período 2003-2010, tendo por base a Proposta de Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor do SEP⁷¹ submetida pela Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN) à DGE para aprovação, em 2001, e as metas de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis para 2010, estabelecidas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, apresentada na secção 3.2.4.

Na Figura 22 apresentam-se as metas indicativas para 2010 da potência instalada em PRE de origem renovável consideradas na Proposta de Plano de Expansão de 2001 (PPE), bem como as metas estabelecidas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 (RCM).

Figura 22 – Metas indicativas para a PRE de origem renovável, para 2010 – Potência instalada



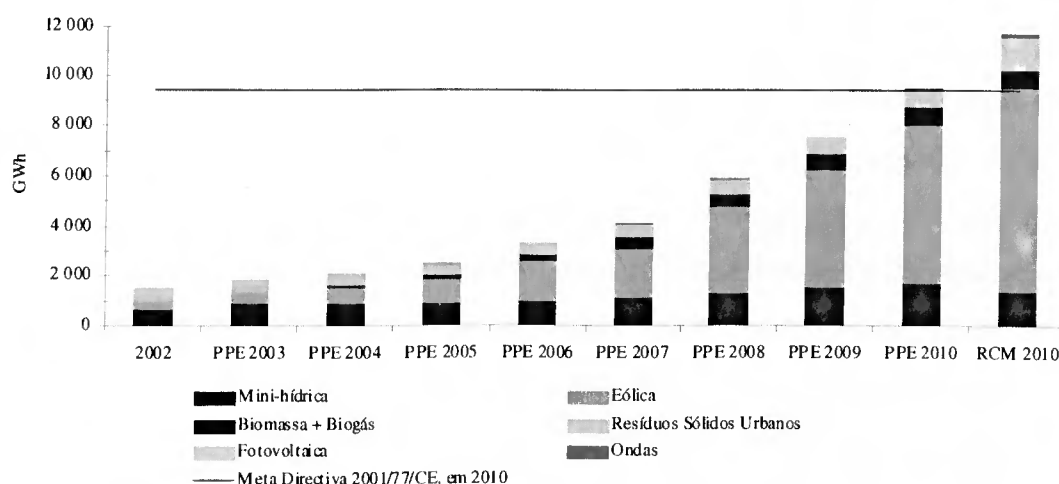
Fonte: DGE, RCM (2003), REN (2001).

⁷¹ Desta proposta são conhecidos os cenários estudados, embora não se possam considerar definitivos (ERSE, 2003a). O Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor do SEP actualmente em vigor foi aprovado pela DGE, após parecer da ERSE, em 1999. Espera-se, para breve, a apresentação da Proposta de Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor de 2003, já com as metas harmonizadas com a Resolução do Conselho de Ministros.

Importa referir que, para efeitos do cumprimento da meta indicativa de produção de E-FER, estabelecida na Directiva 2001/77/CE, a meta indicativa para os resíduos sólidos urbanos, definida na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, apenas poderá ser considerada na sua totalidade, se corresponder unicamente à fracção biodegradável de resíduos industriais e urbanos.

Na Figura 23 apresentam-se os valores da produção de energia eléctrica correspondentes às metas de potência instalada da Figura 22.

Figura 23 – Metas indicativas para a PRE de origem renovável, para 2010 – Energia produzida



Nota:

- 1) A produção referente ao cenário de potência instalada estabelecido na Resolução do Conselho de Ministros foi calculada tendo por base a utilização da potência implícita no cenário da Proposta de Plano de Expansão para 2010.
- 2) A meta indicativa apresentada refere-se à meta que deverá ser satisfeita por fontes de energia renováveis excluída a grande hídrica, isto é, 39% do consumo nacional bruto de electricidade em 2010, deduzido de 14 725 GWh de produção em grande hídrica.
- 3) Em 2002, os RSU incluem a biomassa.

Fonte: DGE, RCM (2003), REN (2001).

Sendo conhecidas as dificuldades de concretização dos projectos de aproveitamento das FER (ponto 3.3), a análise da Figura 22 e da Figura 23 permite concluir que as metas estabelecidas, para 2010, na Resolução do Conselho de Ministros são bastante ambiciosas quando comparadas com as metas definidas no Plano de Expansão de 2001, principalmente no que concerne a energia eólica. Assim, para se ultrapassar esta meta será necessário desenvolver esforços adicionais tendo em vista superar as dificuldades anteriormente referidas.

De facto, para se alcançar a meta definida na Resolução para esta tecnologia será necessária uma taxa anual de crescimento de 44%, pois o valor da potência instalada

previsto para 2010 é cerca de 19 vezes o valor da potência instalada em 2002. A potência instalada em centrais mini-hídricas apresentará um crescimento mais modesto quando comparado com a energia eólica, cerca de 6,9% ao ano, visto o seu potencial exequível até 2010 ser apenas 20% do potencial da energia eólica, segundo o Forum “Energias Renováveis em Portugal” (ADENE/INETI, 2002).

Por último, realça-se a grande esperança colocada em tecnologias comercialmente emergentes como são a energia fotovoltaica e a energia das ondas, reservando-lhes cerca de 4,3% da potência instalada em PRE de origem renovável em 2010.

8.2 Mecanismo de remuneração da E-FER actualmente em vigor

Como foi já referido no capítulo 4.3, a produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis apresenta diversos benefícios sociais e ambientais para a sociedade. Contudo, continua a verificar-se que o potencial de exploração destas fontes de energia para a produção de energia eléctrica está subaproveitado. Tal deve-se à existência de diversos obstáculos de carácter técnico, administrativo e, principalmente, económico. Neste sentido, as orientações comunitárias em matéria de auxílios estatais à protecção do ambiente que, entre outras opções, têm em conta a necessidade de internalizar os custos externos da produção de electricidade, reconhecem a necessidade de apoio público às fontes de energia renováveis (Comissão Europeia, 2001).

Neste ponto, apresenta-se e analisa-se o mecanismo de apoio directo ao preço da E-FER actualmente em vigor em Portugal, assim como se avalia o impacte resultante da aplicação deste mecanismo nos preços da energia eléctrica pagos pelos clientes.

8.2.1 Apresentação e análise

De acordo com o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, os produtores de energia eléctrica mediante utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos gozam da obrigação de compra, pela rede pública, da energia eléctrica produzida.

O tarifário de venda da energia eléctrica de origem renovável à rede pública encontra-se definido no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, com as alterações que lhe foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro, pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio e pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro.

A remuneração da energia eléctrica de origem renovável assenta numa filosofia de custos evitados e resulta do somatório das seguintes parcelas:

- parcela de potência, que deverá reflectir os investimentos evitados em novos centros electroprodutores;
- parcela de energia, que deverá traduzir os custos evitados no transporte, operação e manutenção, incluindo a aquisição de matéria prima;
- parcela ambiental, que deverá reflectir os benefícios de natureza ambiental proporcionados pelo uso dos recursos endógenos utilizados no centro produtor. Esta parcela sofre majorações distintas consoante o tipo de tecnologia de conversão energética utilizado.

O valor da remuneração mensal da energia eléctrica produzida é dado pela seguinte expressão:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{(1 - LEV)}$$

em que:

VRD_m	é a remuneração mensal aplicável a centrais renováveis no mês m ;
$KMHO_m$	é um coeficiente facultativo, que modula os valores de $PF(VRD)_m$ e de $PV(VRD)_m$ em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;
$PF(VRD)_m$	é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;
$PV(VRD)_m$	é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;
$PA(VRD)_m$	é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;
Z	é um coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada;
IPC_{m-1}	é o índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m-1$;
IPC_{ref}	é o índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro de 1998;
LEV	Representa as perdas, nas redes de transporte e de distribuição, evitadas pela central renovável.

O valor da parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, $PF(VRD)_m$, baseia-se num valor unitário de referência que deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento em meios de produção cuja construção é evitada por uma

central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção. O valor unitário de referência é utilizado durante todo o período em que a remuneração for aplicável e toma o valor de 5,4369 EUR/kW por mês.

Por seu turno, o valor da parcela variável da remuneração das centrais renováveis, $PV(VRD)_m$, baseia-se num valor unitário de referência que deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração de novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável. O valor unitário de referência para este parâmetro toma o valor de 0,02493 EUR/kWh e é utilizado durante todo o período em que a remuneração for aplicável.

Por último, o valor da parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, $PA(VRD)_m$, baseia-se no valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável, que toma o valor de 75 EUR/tonCO₂, e no montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de 370 gCO₂/kWh. Estes valores unitários de referência são utilizados durante todo o período em que a remuneração for aplicável.

A fórmula de remuneração apresentada assenta num conjunto de premissas que importa analisar.

- Parcela fixa

Em primeiro lugar, o valor unitário de referência da parcela fixa corresponde à mensualização do custo unitário de investimento típico de uma turbina a gás de ciclo combinado, o que significa que os novos meios de produção, cuja construção é evitada por uma central renovável, serão centrais de ciclo combinado com turbinas a gás.

Esta premissa é coerente com a Proposta de Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor, apresentada pela REN à DGE, em 2001, na qual o meio de produção térmica preferencial, a utilizar nos novos centros electroprodutores, é a central a gás de ciclo combinado.

Em segundo lugar, quando se compara o valor unitário de referência definido em 1999, 5,4369 EUR/kW por mês, com o valor da mensualização do custo unitário de investimento numa central a gás de ciclo combinado adoptado na Proposta de Plano de

Expansão do Sistema Electroprodutor de 2001, 7,898 EUR/kW por mês⁷², verifica-se que o último é superior ao primeiro em cerca de 37%. Convém referir que, entre 1999 a e 2002, a variação do IPC foi de 6,4%.

Por último, é questionável que se utilize o valor unitário de referência para $PF(VRD)_m$ durante todo o período em que a remuneração é aplicável, sem introduzir qualquer actualização que reflecta a evolução tecnológica das turbinas a gás de ciclo combinado, para além da introduzida pela variação do IPC.

- Parcela variável

A fórmula apresentada considera que o valor unitário de referência da parcela variável da remuneração corresponde unicamente aos custos de operação e manutenção de uma central a gás de ciclo combinado. Isto significa que a PRE renovável substitui sempre a produção de turbinas a gás de ciclo combinado. Ora, não é certo que tal aconteça sempre. Com efeito, é o momento em que a PRE renovável é entregue à rede que determina a tecnologia convencional a ser substituída e, consequentemente, o custo evitado no SEP. Assim, ao considerar que a PRE renovável apenas substitui a produção de centrais de ciclo combinado com turbinas a gás, o legislador não está a atender aos verdadeiros custos de operação e manutenção evitados no SEP, pela PRE renovável. Assim, poder-se-iam aplicar outras soluções:

- Valorização de $PV(VRD)_m$ pelos custos marginais evitados

Para que a parcela variável da remuneração das centrais renováveis reflecta verdadeiramente os custos de energia evitados no SEP, os custos de operação e manutenção, evitados pela exploração de uma central renovável, devem ser determinados com base nos custos variáveis das centrais de maior ordem de mérito que não são despachadas para que a PRE renovável seja recebida pela rede pública. Assim, se, em cada momento, a energia eléctrica produzida por cada central, incluindo os aproveitamentos renováveis, for valorizada pelo custo variável da central marginalmente necessária para satisfazer a procura, não só se recolhem receitas suficientes para cobrir todos os custos variáveis das centrais sucessivamente chamadas por ordem decrescente de mérito para satisfazer a procura, como também se recolhem as

⁷² Preços de 2000.

receitas necessárias para cobrir uma parte significativa dos custos fixos destas centrais. Contudo, num sistema economicamente equilibrado, os custos variáveis da central marginal, em cada instante, não cobrem a fracção dos custos fixos da central presente no período de ponta (Leite Garcia, 2000). Deste modo, a parcela fixa da remuneração de cada central deverá corresponder aos custos fixos de uma central de ponta, usualmente de uma central a turbinas a gás de ciclo simples. Esta metodologia de valorização da parcela variável da remuneração da PRE renovável, com base nos custos marginais evitados, obriga também à redefinição da valorização da parcela fixa de remuneração da PRE renovável, devendo esta corresponder aos custos fixos de uma turbina a gás de ciclo simples, que são inferiores aos das turbinas a gás de ciclo combinado. Com efeito, conforme referido, a valorização da parcela variável da remuneração da PRE renovável pelos custos marginais evitados inclui uma fracção da remuneração da parcela fixa.

A aplicação desta metodologia conduz a uma fórmula de cálculo da remuneração da PRE renovável de mais difícil aplicação e compreensão por parte dos agentes, uma vez que é necessário saber, para cada central renovável, em cada momento, a origem da energia que foi substituída pela sua produção. Apesar de apresentar algumas dificuldades de implementação, esta metodologia é perfeitamente realizável com recurso a sistemas de contagem em tempo real baseados em tecnologia de telecontagem.

— Valorização de $PV(VRD)_m$ pela tarifa de Energia e Potência

Uma forma mais simples de calcular o valor unitário de referência para $PV(VRD)_m$ seria através do termo de energia da tarifa de Energia e Potência do SEP (TEP).

A tarifa de Energia e Potência assenta numa estrutura binómia, orientada pela estrutura dos custos marginais de produção do SEP, com um termo de capacidade e um termo de energia. O termo de energia da TEP apresenta diferenciação horária e sazonal e representa os custos marginais de energia, em esperança matemática, escalados de forma a permitir recuperar os proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.

A aplicação dos preços do termo de energia da TEP à energia produzida pela PRE renovável conduziria a uma remuneração superior àquela que resultaria da aplicação do valor unitário de referência da parcela variável da remuneração da PRE renovável, actualmente em vigor.

Adicionalmente, seria necessário harmonizar o custo unitário de referência da parcela fixa da tarifa de venda da PRE renovável por forma a corresponder ao termo fixo da TEP, uma vez que à semelhança do ponto anterior, o termo da energia da TEP também inclui uma fracção da remuneração correspondente à parcela fixa.

Esta metodologia, para além de ser de aplicação simples, assenta nos custos marginais do sistema electroprodutor e reflecte os custos evitados no sistema electroprodutor com maior fidelidade do que a metodologia baseada numa única central evitada. Adicionalmente, é coerente com a metodologia utilizada pela ERSE⁷³ na determinação do sobrecusto da PRE a incorporar na tarifa de Uso Global do Sistema e do custo evitado no SEP pela PRE, a incorporar na tarifa de Energia e Potência.

- Valorização de $PV(VRD)_m$ pelo custo marginal do mercado grossista de energia eléctrica

No futuro, o custo unitário de referência da parcela variável da remuneração da PRE renovável poderá corresponder ao preço médio ponderado mensal verificado no mercado grossista de energia eléctrica. A indexação deste custo unitário de referência ao preço verificado no mercado grossista de energia eléctrica pode apresentar duas variantes que dependem do modelo de mercado grossista adoptado. Assim, se o modelo adoptado prever a existência dum único mercado de energia e capacidade, o preço da energia permite recuperar a totalidade das receitas das centrais, não sendo necessária a existência de uma parcela fixa na fórmula de remuneração da PRE renovável. Caso o modelo adoptado preveja a existência de mercados separados para a energia e para a capacidade, o valor unitário da parcela variável da fórmula de remuneração da PRE renovável de origem renovável deverá corresponder ao preço verificado no mercado de energia, enquanto o valor unitário da parcela fixa de remuneração deverá corresponder ao preço da capacidade verificado no mercado de capacidade.

Tal como se encontra definida, a fórmula de remuneração da PRE renovável pode em algumas circunstâncias conduzir a resultados contraditórios com a filosofia dos custos evitados que lhe está subjacente. Por exemplo, em períodos de pluviosidade elevada, existe maior probabilidade da produção de E-FER substituir a produção de centrais

⁷³ Para mais detalhes consultar o ponto 8.2.2.

hídricas do SEP. Nestes períodos, em virtude dos elevados caudais afluentes, as centrais hídricas do SEP podem não ter capacidade de encaixe e são obrigadas a descarregar. Neste caso, o custo marginal do sistema é nulo. Consequentemente, também é nulo o custo da energia evitado pelas centrais renováveis que se encontram a produzir nesse momento. Contudo, nestes períodos, a parcela variável da remuneração das centrais renováveis continua a ser determinada tendo por base os custos que resultariam da exploração de uma turbina a gás de ciclo combinado, impondo um custo adicional ao sistema.

Só com uma modulação horária, eventualmente, reduzida a 3 ou 4 intervalos temporais, tal como acontece actualmente com as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP se poderá atenuar esta dificuldade. Para a eliminar seria necessário recorrer aos preços do mercado grossista de energia eléctrica.

Ainda no que concerne a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, $PV(VRD)_m$, verifica-se que, durante todo o período em que a remuneração é aplicável às centrais renováveis, o valor unitário de referência para $PV(VRD)_m$ não sofre qualquer actualização além da introduzida pela variação do *IPC*. Contudo, julga-se importante actualizar o valor unitário de referência de forma a reflectir a evolução dos preços dos combustíveis fósseis utilizados na produção de energia eléctrica em centrais convencionais, pois com este procedimento o valor unitário de referência reflectirá de forma mais aproximada os custos de exploração evitados.

- Parcela ambiental

Relativamente à parcela ambiental da fórmula da remuneração, verifica-se que o valor unitário de referência para $PA(VRD)_m$ apenas corresponde à valorização unitária do CO_2 que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável, não sendo considerados os restantes benefícios ambientais atribuídos à E-FER, referidos no ponto 4.3.

Adicionalmente, a forma de valorização unitária do CO_2 que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável também deve ser questionada. Por um lado, porque não são conhecidos os critérios subjacentes ao cálculo do valor de 75 EUR/ton CO_2 proposto. Por outro lado, porque este valor parece ser bastante elevado quando comparado com os valores actualmente verificados em

mercados de CO₂ a funcionar em países da Europa. Por exemplo, em 2002, o mercado de direitos transaccionáveis de CO₂ do Reino Unido fechou ao preço de 7,75 EUR/tonCO₂, enquanto o preço máximo verificado foi de 19,4 EUR/tonCO₂ (Mateus, P, 2003), valores muito inferiores ao proposto na fórmula de cálculo.

Como foi já referido, o montante unitário das emissões de CO₂ considerado para a central de referência foi de 370 g/kWh, valor típico de uma turbina a gás de ciclo combinado. Esta tecnologia é, actualmente, das tecnologias de produção de energia eléctrica com recurso a combustíveis fósseis utilizadas em Portugal, aquela que apresenta o maior rendimento, cerca de 55%, e em consequência as emissões específicas de CO₂ mais reduzidas. Por exemplo, em 2000, as emissões específicas de CO₂ na central da Tapada do Outeiro, central de ciclo combinado a gás natural, foram de 380 g/kWh, enquanto na central do Pego, central a carvão, foram de 904 g/kWh. Isto significa que, ao adoptar-se a turbina a gás de ciclo combinado como tecnologia de referência, se está a minimizar o valor da parcela ambiental da remuneração das centrais renováveis. Adicionalmente, a adopção da turbina a gás de ciclo combinado, como tecnologia de referência, não reflecte a totalidade das emissões evitadas pelas centrais renováveis. Com efeito, não é certo que a energia eléctrica produzida a partir de centrais renováveis substitua sempre a energia eléctrica produzida a partir de turbinas a gás de ciclo combinado, tal como já foi referido. É necessário verificar quando é que as centrais renováveis produzem a energia eléctrica.

Por exemplo, em períodos de pluviosidade elevada, a energia eléctrica produzida em aproveitamentos mini-hídricos, ao abrigo do regime especial de produção é, naturalmente, superior. O mesmo sucede com os grandes aproveitamentos hidroeléctricos integrados no SEP. Assim, a produção mini-hídrica pode estar a substituir a produção dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos, estes já por si isentos de emissões atmosféricas (ERSE, 2000).

Para reflectir, de forma mais aproximada, as emissões evitadas pelas centrais renováveis no sistema electroprodutor poder-se-ia utilizar uma central de referência com um montante de emissões correspondente ao valor específico das emissões do sistema electroprodutor em cada mês, calculado tendo por base o *mix* de produção. Para além da valorização dos benefícios ambientais associados à redução das emissões atmosféricas

de CO₂, dever-se-ia considerar uma valorização para os restantes benefícios ambientais da E-FER.

Também o montante unitário das emissões de CO₂ não sofre qualquer actualização durante todo o período em que a remuneração é aplicável às centrais renováveis, para além da introduzida pela variação do IPC. Deste modo, este parâmetro não sofrerá qualquer actualização no sentido de reflectir a evolução tecnológica da turbina a gás de ciclo combinado em termos de emissões atmosféricas de CO₂.

Por último, analisa-se o coeficiente adimensional (Z), aplicável à parcela ambiental da fórmula de remuneração, que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na produção de E-FER.

Segundo o Decreto-Lei n.º 339-C/2001, a introdução deste parâmetro na fórmula de cálculo da remuneração da E-FER visa estabelecer uma remuneração diferenciada por tecnologia e por regime de exploração, assim como atribuir destaque apropriado às tecnologias que, embora emergentes, como é o caso das ondas e da energia solar fotovoltaica, evidenciam um elevado potencial a médio prazo, visando proporcionar-lhes condições indispensáveis para a concretização de projectos exemplares. Neste sentido, o coeficiente Z assume valores diferenciados por tecnologia que variam entre 0,4 e 12.

A introdução do parâmetro Z na fórmula de cálculo da remuneração da E-FER merece alguns comentários.

Em primeiro lugar, concorda-se com a ideia que as tecnologias emergentes devem ser alvo de um apoio especial no sentido de as tornar mais competitivas no mercado da energia eléctrica. Contudo, julga-se que este incentivo deverá realizar-se, principalmente, na forma de apoios à investigação e desenvolvimento destas tecnologias em Portugal, criando condições para o desenvolvimento de uma fileira dinâmica, competitiva e moderna de actividades económicas e de I&D no sector das energias renováveis. Deste modo, evitar-se-á a subsidiação, através da tarifa, dos fabricantes internacionais de painéis fotovoltaicos e de outras tecnologias emergentes de aproveitamento das FER.

Em segundo lugar, para além de não se conhecer a metodologia subjacente à definição dos valores do parâmetro Z , não se encontra uma relação directa que justifique a

aplicação deste parâmetro unicamente à parcela ambiental da fórmula de remuneração, pois a aplicação dos valores estabelecidos para o parâmetro Z exclusivamente a esta parcela pode levar à conclusão que a energia solar fotovoltaica, a energia das ondas e a energia produzida em parques eólicos, com utilização anual da potência até 2000 horas, são mais benéficas para o ambiente do que, por exemplo, a energia produzida a partir de um aproveitamento mini-hídrico, quando a ideia é permitir a viabilização de tecnologias que, quer pela sua localização menos favorável quer pela sua imaturidade, se encontram numa situação de desvantagem competitiva no mercado de energia eléctrica.

- Perdas nas redes

A fórmula de remuneração da E-FER considera, ainda, um factor que representa as perdas activas nas redes de transporte e de distribuição evitadas pela central renovável. Contudo, não é certo que as centrais renováveis contribuam sempre para a redução de perdas activas nas redes onde se localizam. Segundo INESC (1999), a ligação à rede dos PRE, incluindo a cogeração, conduz a um impacto pouco significativo nas perdas activas da rede, podendo até ocorrer um ligeiro agravamento.

Por outro lado, em zonas rurais com grande concentração de produção de E-FER, onde a oferta de E-FER excede a procura de energia eléctrica e a rede de distribuição não tem capacidade para escoar a energia produzida, é necessário utilizar a rede de transporte para conduzir o excesso de produção a outras zonas de consumo mais afastadas. Nestes casos, não se verificam quaisquer custos evitados em termos de utilização da rede de transporte, mas as centrais renováveis são remuneradas por evitarem estes custos.

Na definição do parâmetro LEV, o legislador parte do pressuposto que as centrais renováveis de menor dimensão se encontram mais próximas do consumo e, desse modo, as perdas evitadas nas redes são maiores. Contudo, existem centrais de pequena dimensão que, pela sua localização remota, se encontram ligadas directamente à rede de transporte e, nesse sentido, não evitam qualquer custo na rede de transporte.

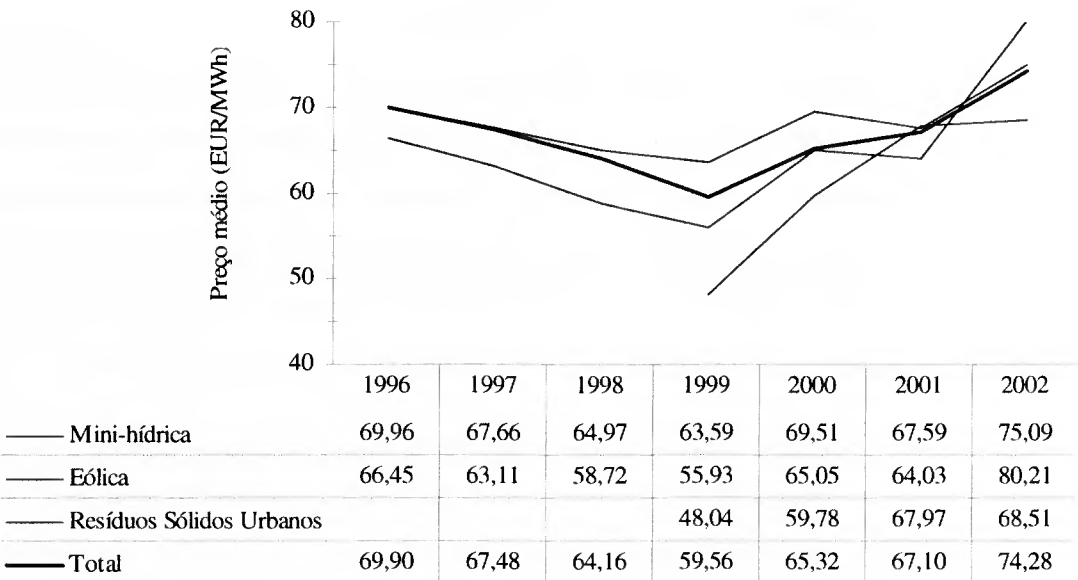
Por último, a fórmula de remuneração apresentada não contempla eventuais benefícios sociais da E-FER que podem resultar da maior utilização dos recursos endógenos que se traduzem na redução da dependência externa do país em termos energéticos e, consequentemente, numa maior segurança de abastecimento.

Em suma, a utilização de uma única tecnologia de referência não reflecte verdadeiramente os custos evitados no sistema electroprodutor, principalmente quando se trata da tecnologia de produção mais eficiente. Neste sentido, definição de uma fórmula de remuneração da E-FER com base numa filosofia de custos evitados apenas faz sentido se, de facto, forem considerados todos os custos evitados pela E-FER e se os valores de referência adoptados para a determinação desses custos representarem de forma fidedigna os verdadeiros custos evitados no sistema eléctrico. Porém, esta é uma matéria que apresenta algumas dificuldades. Dificuldades que o mercado de certificados verdes procura resolver de forma descentralizada.

8.2.2 Evolução do preço médio de venda ao SEP e do sobrecusto do SEP

Na Figura 24 apresenta-se a evolução do preço médio⁷⁴ da energia eléctrica produzida a partir de recursos renováveis resultante da aplicação do tarifário de venda ao SEP.

Figura 24 – Preço médio de venda da PRE de origem renovável (preços constantes de 2002)



Fonte: ERSE

Na Figura 24 é perfeitamente visível o impulso que o tarifário definido no Decreto-Lei n.º 168/99 deu à produção em regime especial de origem renovável a partir de 1999, invertendo a tendência decrescente dos preços que até então se verificava. É

⁷⁴ O preço médio apresentado resulta do quociente entre a facturação verificada para cada tecnologia e a correspondente quantidade de energia eléctrica entregue à rede pública.

também notória a subida do preço médio da energia eólica verificada a partir de 2001, devida em grande parte às alterações introduzidas no tarifário de venda da energia eléctrica à rede pública pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, que estabeleceu uma remuneração da energia eléctrica produzida a partir de fontes renováveis diferenciada por tecnologia e regime de exploração.

Os preços médios da energia eléctrica de origem renovável apresentados são superiores ao custo médio de produção do SEP, resultando a aquisição, pelo SEP, da energia eléctrica produzida ao abrigo do regime especial de produção num sobrecusto para este sistema. Por exemplo, em 2002, o custo médio de produção do SEP foi de 57,02 EUR/MWh, enquanto o preço médio da PRE renovável foi de 74,28 EUR/MWh, ou seja, 30% mais elevado.

De acordo com Regulamento Tarifário, o sobrecusto da PRE resulta da diferença entre o custo de aquisição pelo SEP da energia eléctrica produzida ao abrigo do regime especial de produção e o custo em que o SEP incorreria para produção daquela energia. Para determinar o custo em que o SEP incorreria aplica-se o preço médio da tarifa de Energia e Potência e o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos de energia eléctrica de origem renovável entregues às redes do SEP.

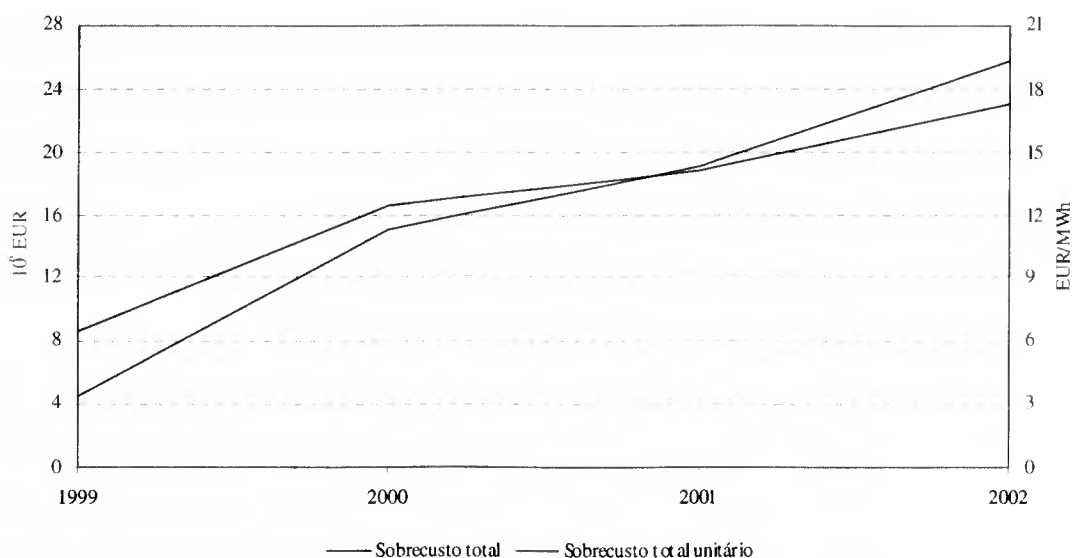
Um aperfeiçoamento a esta metodologia poderia passar pela utilização do custo marginal de produção de longo prazo do sistema electroprodutor na determinação do custo em que o SEP incorreria para produção da energia entregue pela PRE. Contrariamente à utilização do preço médio da tarifa de Energia e Potência, a utilização dos custos marginais de produção induziria uma afectação eficiente de recursos promotora da maximização do bem-estar social. Adicionalmente, esta metodologia permitiria conciliar o preço da energia eléctrica pago pelos clientes finais, determinado com base nos custos marginais do sistema eléctrico, com o preço que é pago à PRE.

Segundo o Regulamento Tarifário, este sobrecusto deve ser englobado nos custos da Actividade de Gestão Global do Sistema que, para além do sobrecusto da PRE, inclui os custos com a gestão global do sistema, os custos com a ERSE e os custos com a

convergência tarifária nas Regiões Autónomas⁷⁵. Os custos da Actividade de Gestão Global do Sistema são recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema. Esta tarifa é facturada em função da energia consumida e aplica-se a todos os clientes ligados às redes do SEP, ou seja, clientes do SEP e clientes não vinculados.

Na Figura 25 apresenta-se a evolução do sobrecusto total e do sobrecusto unitário da PRE de origem renovável⁷⁶. Como se observa na figura, o sobrecusto unitário mais do que duplicou e o sobrecusto total quase sextuplicou. Este crescimento acentuado do sobrecusto deve-se, por um lado, ao aumento das quantidades vendidas ao SEP e, sobretudo, ao aumento do tarifário de venda às redes do SEP.

Figura 25 – Evolução do sobrecusto total e do sobrecusto unitário da PRE de origem renovável



Fonte: REN, ERSE

8.2.3 Avaliação do impacto do sobrecusto da PRE de origem renovável nas tarifas de Venda de Energia Eléctrica a Clientes Finais

Neste ponto pretende-se determinar o impacto no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais resultante da aquisição de 9 443 GWh⁷⁷ de E-FER em 2010. Para tal,

⁷⁵ Até 2003, os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas não eram considerados nos custos da actividade de Gestão Global do Sistema.

⁷⁶ Calculado como o quociente entre o sobrecusto total e a energia vendida pela PRE de origem renovável ao SEP.

⁷⁷ Este valor corresponde a 39% do consumo nacional bruto de electricidade em 2010, subtraído da produção da grande hídrica, tendo por base um cenário previsional de consumos definido em REN (2001).

considera-se um cenário de consumos previsível para 2010 e as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP de 2003.

Para avaliar o impacto do crescimento da PRE de origem renovável no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, assumiram-se as seguintes premissas para 2003 e para 2010:

- os custos evitados no sistema eléctrico pela PRE de origem renovável são valorizados ao custo médio utilizado no cálculo das tarifas de 2003, ou seja, 52,49 EUR/MWh;
- o preço médio de aquisição da PRE de origem renovável, ao abrigo das tarifas de compra a preço garantido actualmente em vigor, é igual ao previsto para 2003, isto é, 77,38 EUR/MWh⁷⁸;
- os preços médios das tarifas por actividade⁷⁹ do sector eléctrico são iguais aos de 2003, com excepção do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema que reflecte o sobrecusto da PRE de origem renovável em 2010;
- as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP e a tarifa de Uso Global do Sistema de 2003, publicadas pela ERSE, foram ajustadas por forma a considerarem uma produção previsional de PRE de origem renovável, em 2003, de 2 058 GWh⁸⁰.
- os proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais resultam da conversão dos proveitos de 2003 para um cenário de consumos previsional para 2010; Consideram, ainda, o sobrecusto da PRE de origem renovável em 2010;
- todos os restantes custos em valor unitário mantêm-se constantes;
- o consumo de energia eléctrica em 2010 \cong 49 500 GWh;
- a estrutura de consumos por nível de tensão é igual à prevista para 2003;

⁷⁸ Valor médio ponderado dos preços previsionais de aquisição de energia eólica e de energia mini-hídrica em 2003, determinado com base em valores previsionais da REN.

Acredita-se que este valor corresponde a um minorante, pois para satisfazer a quota de E-FER em 2010 será necessário o desenvolvimento de outras tecnologias mais caras do que a eólica e a mini-hídrica.

⁷⁹ Tarifa de Energia e Potência (TEP), Tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), Tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD), Tarifa de Comercialização de Redes (CR) e Tarifa de Comercialização no SEP (CSEP). Para exposição detalhada sobre este assunto consultar ERSE (2002).

⁸⁰ As tarifas de Venda a Clientes Finais e de Uso Global do Sistema, publicadas pela ERSE, foram calculadas tendo por base uma produção previsional de PRE de origem renovável de 1 307 GWh. Contudo, de modo a permitir a comparação dos resultados apresentados neste ponto com os resultados apresentados no ponto 9.3., foi necessário ajustar estas tarifas de forma a considerarem uma produção previsional de PRE de origem renovável de 2 058 GWh.

- a produção de E-FER em 2010 \cong 9 443 GWh.

No Quadro 3 apresentam-se os valores previsionais, para 2003 e para 2010, do sobrecusto total da PRE de origem renovável imputável à tarifa de Uso Global do Sistema. Estes valores foram calculados de acordo com a metodologia apresentada no ponto 8.2.2. Apresentam-se, também, o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto pela ERSE para 2003, ajustado para as novas quantidades de PRE de origem renovável, assim como o valor previsual do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em 2010, após incorporação do sobrecusto da PRE de origem renovável nesse ano.

Quadro 3 – Sobrecusto e preço médio da PRE de origem renovável, preço médio das tarifas de Uso Global do Sistema e de Venda a Clientes Finais, em 2003 e em 2010

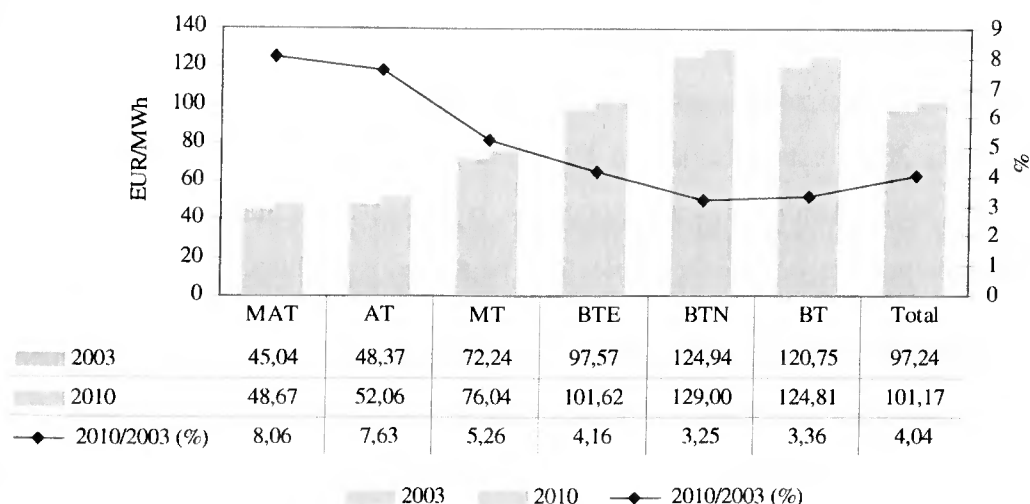
	2003	2010	Δ (%)
Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema (EUR/MWh)	5,54	9,02	62,68
Sobrecusto da PRE de origem renovável (10^3 EUR)	45 048	206 672	358,78
Valor médio do sobrecusto da PRE de origem renovável (EUR/MWh) (1)	1,16	4,18	259,00
Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais (EUR/MWh) (2)	97,24	101,17	4,04
(1)/(2) (%)	1,20	4,13	-

Tendo por base o preço médio por nível de tensão das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2003, ajustado para as novas quantidades de PRE de origem renovável, e o valor previsual do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em 2010, calculou-se o impacto do sobrecusto da PRE imputável à tarifa de Uso Global do Sistema, no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, considerando o cenário de consumos previsível para 2010. Este valor apresenta-se no Quadro 3.

No Quadro 3, apresentam-se, ainda, o preço médio do sobrecusto da PRE de origem renovável e o preço médio da tarifa Venda a Clientes Finais em 2003 e 2010. Por último, apresenta-se a percentagem do sobrecusto da PRE de origem renovável na tarifa Venda a Clientes Finais em 2003 e 2010.

Na Figura 26 apresenta-se, para cada tipo de fornecimento, o preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2003, assim como o valor previsual do preço médio desta tarifa em 2010. Adicionalmente, apresenta-se a variação verificada no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada tipo de fornecimento.

Figura 26 – Preço médio das tarifas de venda de energia eléctrica a clientes finais, por tipo de fornecimento, em 2003 e em 2010



Legenda: MAT - Muito Alta Tensão; AT - Alta Tensão; MT - Média Tensão; BTE - Baixa Tensão Especial; BTN - Baixa Tensão Normal; BT - Baixa Tensão;
 Fonte: ERSE (2002) e cálculos próprios.

A análise da Figura 26 permite concluir que o impacto do sobrecusto da PRE de origem renovável é superior, em valor percentual, nos níveis de tensão mais elevados. O sobrecusto da PRE de origem renovável, em valores unitários, é aproximadamente igual em todos os níveis de tensão. As pequenas diferenças que conduzem a preços ligeiramente superiores nos níveis de tensão mais baixa são justificadas por efeito de perdas nas redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica. Como o preço médio de fornecimento é substancialmente superior nos níveis de tensão mais baixa, pois inclui pagamentos de serviços regulados adicionais relativos ao uso das sucessivas redes de distribuição, o impacto do sobrecusto, em valor percentual, nestes níveis de tensão é inferior.

9. Mercado de certificados verdes em Portugal – uma simulação

Neste capítulo estuda-se a possibilidade de aplicação de um mercado de certificados verdes em Portugal, tendo como objectivo alcançar as metas indicativas de produção de E-FER em 2010, estabelecidas na Directiva 2001/77/CE, de forma economicamente mais eficiente. Adicionalmente, avalia-se o impacte resultante da aplicação deste mecanismo nos preços da energia eléctrica pagos pelos clientes.

9.1 Modelo do mercado de certificados verdes

Como foi referido no ponto 8.2.3, o cumprimento da meta indicativa de produção de energia eléctrica estabelecida na Directiva 2001/77/CE para 2010, mantendo-se o actual esquema remuneratório da energia eléctrica de origem renovável, traduzir-se-á num sobrecusto considerável para os consumidores de energia eléctrica e para a economia do país.

No sentido de promover a eficiência na produção de E-FER e, assim, minimizar o sobrecusto associado ao cumprimento da meta indicativa de produção de E-FER, estabelecida na Directiva Comunitária, avalia-se neste ponto a possibilidade de implementação de um mecanismo remuneratório da E-FER alternativo, tendo por base um mercado de certificados verdes transaccionáveis.

Para avaliar a possibilidade de implementação de um mercado de certificados verdes transaccionáveis em Portugal recorreu-se a um modelo simples de mercado de certificados verdes em concorrência perfeita proposto por Knuttson (2002) e simularam-se três cenários distintos que, em seguida, se apresentam:

1. *Cenário Portugal*

Simula-se um mercado de certificados verdes de âmbito nacional, em Portugal, em que a procura de certificados verdes é totalmente inelástica ao preço e corresponde a uma obrigação anual de compra de E-FER.

2. *Cenário Espanha*

Simula-se um mercado de certificados verdes de âmbito nacional, em Espanha, com as mesmas características do mercado simulado no cenário Portugal.

3. *Cenário Ibérico*

Simula-se um mercado de certificados verdes de âmbito ibérico com as mesmas características dos mercados simulados nos cenários Portugal e Espanha. Neste cenário, o montante anual da obrigação de compra resulta da soma das obrigações anuais de compra em Portugal e em Espanha.

Para todos os cenários, os valores anuais considerados para a obrigação de compra apresentam-se no Quadro 4 do ponto 9.1.5.

Em cada um dos cenários apresentados avaliam-se os custos de cumprimento da obrigação anual de compra, calcula-se o custo dos certificados em cada ano e determina-se o *mix* de produção de E-FER.

Para os três cenários estudados assumiram-se as seguintes hipóteses:

- as tecnologias elegíveis para participar no mercado são as definidas na Directiva 2001/77/CE. Neste sentido, não foi considerada a produção de energia eléctrica a partir de grandes centrais hidroeléctricas (>10MW) e da incineração da fracção não biodegradável de resíduos urbanos e industriais;
- o valor da obrigação anual de compra de E-FER em cada mercado é determinado de forma a alcançar, em 2010, a meta indicativa de produção de E-FER de cada país, estabelecida na Directiva 2001/77/CE, tendo como ponto de partida a produção verificada em 2002. Este valor exclui a grande hídrica e evolui linearmente;
- o período de simulação do mercado de certificados verdes compreende os anos 2003 a 2010;
- o mercado de certificados verdes é independente do fornecimento físico de energia eléctrica;
- cada tecnologia apenas está limitada pelo valor estimado do potencial de desenvolvimento até 2010. Admite-se que este potencial pode ser esgotado num só ano caso seja essa a solução mais eficiente;
- o mercado apenas considera a nova capacidade de produção instalada. Assume-se que as instalações existentes, à entrada em funcionamento do mercado, ou seja, no final de 2002, continuam no actual mecanismo remuneratório.

9.1.1 O modelo

No modelo utilizado o valor dos certificados verdes é calculado, de forma simples, pela diferença de custo entre as fontes de energia renováveis e as fontes de energia não renováveis.

O consumo de energia eléctrica em cada ano, W_t , é calculado a partir de

$$W_t = W_{t-1} \times (1 + \gamma_t)$$

em que W_{t-1} é o valor estimado do consumo no ano $t-1$ e γ_t é a taxa anual de crescimento do consumo de energia eléctrica.

A quota de produção de E-FER em 2010, considerada em cada cenário simulado, é determinada em função do consumo nacional bruto de electricidade em 2010, de acordo com

$$q_{2010} = \alpha_{2010} \times W_{2010}$$

em que,

q_{2010} quota de E-FER, em 2010

α_{2010} percentagem do consumo nacional bruto de energia eléctrica satisfeito por E-FER, em 2010

W_{2010} consumo nacional bruto de energia eléctrica, em 2010

A procura de certificados verdes é inelástica ao preço e é função da quota de E-FER, de acordo com

$$V_{2010} = q_{2010} - h_{2010}$$

em que,

V_{2010} procura de certificados verdes, em 2010

q_{2010} quota de E-FER, em 2010

h_{2010} produção de energia eléctrica em grandes aproveitamentos hídricos, em 2010

O acréscimo na procura de certificados verdes em cada ano, ΔV_t , evolui de forma linear de acordo com

$$\Delta V_t = \frac{V_{2010} - V_{2002}}{n} \quad \text{para } t = 1$$

$$\Delta V_t = \Delta V_{t-1} + \frac{V_{2010} - V_{2002}}{n} \quad \text{para } t > 1$$

em que V_{2010} é a procura de certificados verdes em 2010, V_{2002} é a produção de E-FER no final de 2002 e n é a duração do período simulado.

O lucro dos produtores de E-FER, Π_i , é dado por

$$\Pi_i = s + cv - Cr_i$$

em que,

Π_i	lucro do produtor de E-FER i
s	preço no mercado <i>spot</i> de energia eléctrica
cv	preço dos certificados verdes
Cr_i	custo de produção de E-FER do produtor i

Para os produtores de energia eléctrica de origem não renovável, a função lucro é dada por

$$\Pi_j = s - Cnr_j$$

em que,

Π_j	lucro do produtor de energia eléctrica não renovável j
s	preço no mercado <i>spot</i> de energia eléctrica
Cnr_j	custo de produção de energia eléctrica do produtor não renovável j

Numa situação de mercado em concorrência perfeita, com lucro económico nulo para todos os produtores de energia eléctrica, renováveis e não renováveis, e igual preço de energia eléctrica no mercado *spot*⁸¹, o preço do certificado verde para o produtor renovável i é dado por

$$cv = Cr_i - Cnr$$

em que Cr_i e Cnr representam, respectivamente, o custo unitário de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis e de fontes de energia não renováveis.

O custo dos certificados verdes corresponde à diferença entre o custo nivelado da nova capacidade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis e o

⁸¹ Esta é uma hipótese simplificativa forte, pois muito dificilmente o preço médio no mercado *spot* de energia eléctrica resultará igual para fontes renováveis e não renováveis, já que o posicionamento destas tecnologias no diagrama de cargas é bastante distinto.

custo nivelado de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia convencionais. Note-se que se está a referir ao custo e não ao preço dos certificados.

Num determinado ano, o custo da energia eléctrica de origem renovável e de origem não renovável é dado por

$$\begin{aligned} C_t &= C & \text{para } t = 0 \\ C_t &= C_{t-1} \times (1 + \beta_t) & \text{para } t > 0 \end{aligned}$$

em que:

β_t é um factor do custo de desenvolvimento dependente da tecnologia para o ano t . No ano inicial, t é igual a zero.

A minimização da função custo dos certificados verdes é dada por

$$cv_t = \text{Min} \sum_{y=1}^m \sum_{z=1}^k (cv_{yzt} \times \Delta V_{yzt})$$

em que, y e z são os índices de país e tecnologia, respectivamente, e m e k os seus números. Quando o mercado estudado é de âmbito nacional não é considerado o índice de país.

O somatório dos acréscimos de produção de E-FER, por tecnologia, em cada país, igualará, em 2010, a meta indicativa de produção de E-FER, estabelecida na Directiva 2001/77/CE, deduzida da produção a partir de grandes aproveitamentos hidroeléctricos:

$$\Delta V_t = \sum_{y=1}^m \sum_{z=1}^k \Delta V_{yzt}$$

aplicando-se a seguinte restrição aos acréscimos nacionais de produção de E-FER por tecnologia:

$$\Delta V_{yzt} \leq P_{yzt}, \quad P_{yzt} = P_{yz} - \sum_{a=0}^{t-1} \Delta V_{yza}$$

em que P_{yz} é o potencial de desenvolvimento da tecnologia de produção de E-FER z , no país y , e a é um índice temporal secundário equivalente a t . O crescimento da E-FER (ΔV_{yzt}) está limitado ao potencial de desenvolvimento disponível de cada tecnologia de produção de E-FER (P_{yzt}).

9.1.2 Cálculo do custo nivelado de produção de energia eléctrica

Uma vez que não existe uma metodologia única e universal para estimar os custos de produção de energia eléctrica, no presente estudo adoptou-se a metodologia dos custos unitários nivelados de produção de energia eléctrica proposta pela Agência Internacional de Energia e pela Agência de Energia Nuclear. Esta metodologia baseia-se na actualização, para um ano de referência, de todos os custos e receitas, expressos em moeda constante. De acordo com OECD/IEA (1998a) esta metodologia oferece uma base sólida de comparação dos custos relativos de tecnologias de produção alternativas e, por conseguinte, constitui uma base apropriada para a realização de comparações internacionais.

A metodologia dos custos unitários nivelados de produção de energia eléctrica permite calcular os custos por unidade de energia eléctrica produzida, ou seja, o rácio entre a totalidade das despesas realizadas durante a vida útil do aproveitamento e o valor esperado da energia eléctrica produzida no mesmo período, expressos em termos do valor presente. Estes custos representam o preço médio que teria de ser pago pelos consumidores para remunerar, com uma taxa de rentabilidade igual à taxa de desconto, os custos de capital, operação e manutenção, e combustíveis, suportados pelo investidor.

A fórmula utilizada para calcular o custo unitário nivelado de produção de energia eléctrica, de cada tecnologia, foi a seguinte:

$$C_z = \frac{\sum_t \frac{CC_t + OM_t + CE_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

em que:

C_z	Custo unitário nivelado de produção de energia eléctrica da tecnologia z
CC_t	Despesas de investimento no ano t
OM_t	Custo de operação e manutenção no ano t
CE_t	Custo de exploração no ano t
E_t	Energia eléctrica produzida no ano t
r	Taxa de desconto

Os custos unitários nivelados de produção de energia eléctrica utilizados na presente dissertação foram calculados com base nos custos de investimento, operação e

manutenção e exploração utilizados no projecto *REBUS – Renewable Energy Burden Sharing* (Voogt *et al*, 2001) e apresentam-se no ponto 9.1.5.2.

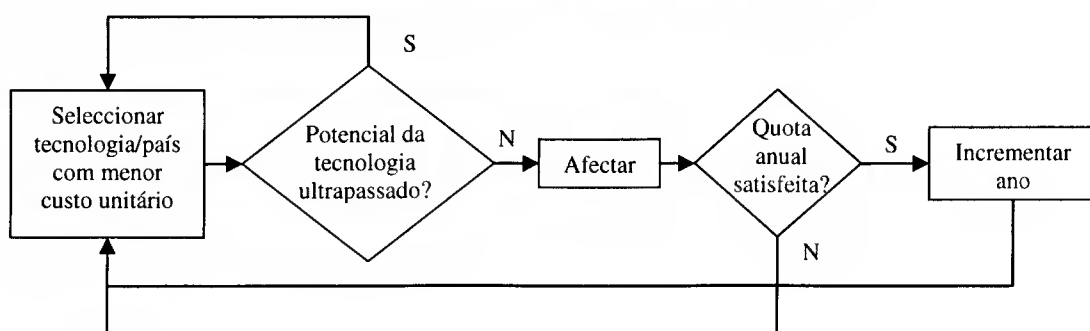
9.1.3 Implementação do modelo

O modelo apresentado na secção 9.1.1 foi implementado com recurso a um programa de cálculo automático desenvolvido em linguagem de programação *MatLab*® 5.0 da *Mathworks*®, que se apresenta em Anexo. O tratamento dos dados de entrada e dos resultados do modelo de cálculo foram realizados em folha de cálculo *Microsoft Excel*®.

O programa de cálculo desenvolvido segue o fluxograma apresentado na Figura 27.

Para cada cenário estudado seleccionam-se as tecnologias de produção que, em cada ano, permitem satisfazer a quota de E-FER da forma mais eficiente. Assim, o modelo corre sequencialmente para cada ano, t , utilizando os resultados do ano anterior como dados de entrada. No primeiro ano, os dados de entrada correspondem à situação existente em 2002.

Figura 27 – Fluxograma do processo de cálculo



Fonte: Adaptado de Knutsson (2002)

9.1.4 Limitações do modelo

O modelo utilizado é uma representação aproximada da realidade. Neste sentido, importa estar consciente das limitações que o mesmo apresenta:

- assume-se que o preço médio que resulta do mercado *spot* de energia eléctrica é igual para todas as tecnologias de produção de energia eléctrica, renováveis e não renováveis. Ora, para cada tecnologia de produção, o preço médio no mercado *spot* depende dos períodos horários em que a energia eléctrica é fornecida à rede e só muito dificilmente a localização horária dos fornecimentos é coincidente;

- considera-se que os investidores começam por construir nova capacidade de produção nos melhores locais e com as tecnologias que apresentam menores custos de produção. Na realidade não é isso que acontece, pois apesar de ainda não estar esgotado o potencial de desenvolvimento de algumas tecnologias de produção com menores custos de produção, assiste-se à construção de aproveitamentos baseados em tecnologias com maiores custos de produção. Tal comportamento deve-se ao facto da tarifa tornar economicamente viáveis estes aproveitamentos;
- admite-se que o tempo de construção de nova capacidade é nulo, não se considerando o tempo de desenvolvimento dos novos aproveitamentos que, em muitos casos, pode ser de vários anos;
- considera-se que os agentes de mercado são racionais que escolhem sempre as alternativas de produção economicamente mais eficientes e que fazem pleno uso do comércio dos certificados;
- assume-se que o preço de equilíbrio do mercado ibérico de energia eléctrica é igual ao custo unitário da actividade de aquisição de energia eléctrica utilizado para o cálculo das tarifas de energia eléctrica em 2003. Outra hipótese seria utilizar o preço médio verificado no mercado espanhol de energia eléctrica. Contudo, quer a hipótese considerada quer a hipótese alternativa são aproximações, visto que, neste momento, não é possível saber se o preço de equilíbrio do mercado ibérico de energia eléctrica se aproximará mais do preço português ou do preço espanhol;
- não se consideram as influências climatéricas na variabilidade da produção de energia eléctrica de origem renovável, com excepção da grande hídrica.

9.1.5 Dados de entrada do modelo

Neste ponto apresentam-se os principais dados de entrada utilizados no modelo, bem como se apresentam as suas fontes.

9.1.5.1 Consumos e produção

Em cada mercado simulado, a procura de certificados verdes corresponde a uma obrigação anual de compra de E-FER no montante apresentado no Quadro 4. Os valores

apresentados foram calculados nos termos do modelo apresentado no ponto 9.1.1 e tendo por base as seguintes fontes de informação:

- Previsão da procura de energia eléctrica em 2010: REN (2001) para Portugal, MINECO (2002) e IDAE (1999) para Espanha;
- Previsão da produção de energia eléctrica a partir de grandes centrais hídricas, no período 2003-2010: REN (2001) para Portugal, MINECO (2002) e IDAE (1999) para Espanha;
- Estatísticas da produção de E-FER, em 2002: DGE (2003) e ERSE (2003) para Portugal, CNE (2003) para Espanha.

Quadro 4 – Quota anual de produção de E-FER nos três mercados simulados

	(GWh)								
	Portugal								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consumo bruto no continente (a)	46 398	48 279	50 160	52 146	53 922	55 803	57 893	59 879	61 969
Produção E-FER em 2010 (b)=0,39x(a)									24 168
Grande-hídrica (c)	7 411	13 958	14 370	14 210	14 193	14 147	14 465	14 761	14 725
Total PRE renovável ¹ (em 2010, (d)=(b)-(c))	1 003	2 058	3 113	4 168	5 223	6 278	7 333	8 388	9 443
	Espanha								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consumo bruto no continente (e)	209 640	221 000	230 000	237 000	244 000	251 000	260 000	267 000	276 000
Produção E-FER em 2010 (f)=0,294x(e)									81 144
Grande-hídrica (g)	22 439	31 129	31 129	31 129	31 129	31 129	31 129	31 129	31 129
Total PRE renovável ¹ (em 2010, (h)=(f)-(g))	14 548	18 981	23 414	27 847	32 280	36 713	41 146	45 579	50 015
	Mibei								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consumo bruto (a+e)	256 038	269 279	280 160	289 146	297 922	306 803	317 893	326 879	337 969
Produção E-FER em 2010 (b+f)									105 312
Grande-hídrica (c+g)	29 850	45 087	45 499	45 339	45 322	45 276	45 594	45 890	45 854
Total PRE renovável (d+h)	15 551	21 039	26 527	32 015	37 503	42 991	48 479	53 967	59 458

1) A partir de 2002, a quota anual de produção de E-FER cresce linearmente até atingir a meta indicativa de produção de E-FER em 2010, estabelecida na Directiva 2001/77/CE.

9.1.5.2 Custos de produção

Os custos nivelados de produção de energia eléctrica utilizados no modelo de mercado simulado são apresentados no projecto *REBUS* (Voogt *et al*, 2001). Nesse estudo, as tecnologias de produção de E-FER são classificadas em bandas tecnológicas que reflectem a variação dos custos de cada tecnologia, de forma a obter uma definição mais realista da curva custo-potencial. Por exemplo, os custos de produção da energia eólica variam com a velocidade do vento, logo foram definidas quatro bandas tecnológicas que reflectem essa variação. No Quadro 5 apresenta-se a classificação das tecnologias de produção de E-FER por bandas tecnológicas e os critérios subjacentes a essa classificação.

Quadro 5 – Classificação das tecnologias de produção de E-FER por bandas tecnológicas

	Banda 1	Banda 2	Banda 3	Banda 4
Gás de aterro	Centralizado			
Eólica on-shore	>7 m/s	6-7 m/s	5-6 m/s	4-5 m/s
Lamas de ETAR	Centralizado			
Biogás agro-pecuário	Biogás agro-pecuário			
Mini-hídrica (<10 MW)	Custos de capital ¹	Custos de capital ¹	Custos de capital ¹	
Biomassa	Florestal	Culturas energéticas		
Resíduos sólidos	Agrícolas			
Fotovoltaico	Radiação elevada ²	Radiação média ²	Radiação reduzida ²	
Ondas	Custos de capital ¹	Custos de capital ¹	Custos de capital ¹	

Fonte: Voogt *et al*, 2001.

1) Classificação baseada nos custos de capital; 2) Definição de bandas específicas para cada país de forma a considerar as variações na radiação solar.

A definição de custos utilizada no projecto REBUS foi estabelecida de modo a permitir a comparação dos custos nivelados de produção de energia eléctrica entre países. Assim, os custos de investimento consideram-se totalmente harmonizados e a metodologia de cálculo dos custos não harmonizados é consistente em todos os países.

Na definição dos custos harmonizados considerou-se que os custos de tecnologia, os custos de combustíveis (excluindo o transporte) e a taxa de desconto (8%) são iguais em todos os países da União Europeia. Neste sentido, a metodologia assume que, em princípio, os custos de investimento de uma determinada tecnologia são independentes da nacionalidade e da natureza do investidor, isto é, comprar uma turbina eólica representa o mesmo custo para um investidor português e para um investidor espanhol.

Os custos não harmonizados representam os custos variáveis de implementação de um projecto de produção de E-FER, tais como, instalação, operação e manutenção e gestão do projecto. Todos estes custos são, por natureza, diferentes em todos os países.

No projecto *REBUS*, os custos nivelados de produção de E-FER, em Portugal e em Espanha, são apresentados a preços constantes de 1995. No presente estudo, os custos

nivelados, em Portugal e em Espanha, foram actualizados para euros de 2003 por aplicação dos deflatores do PIB português e espanhol, respectivamente. No Quadro 6 apresentam-se os custos nivelados de produção de E-FER, em Portugal e em Espanha, por tecnologia, em 2010.

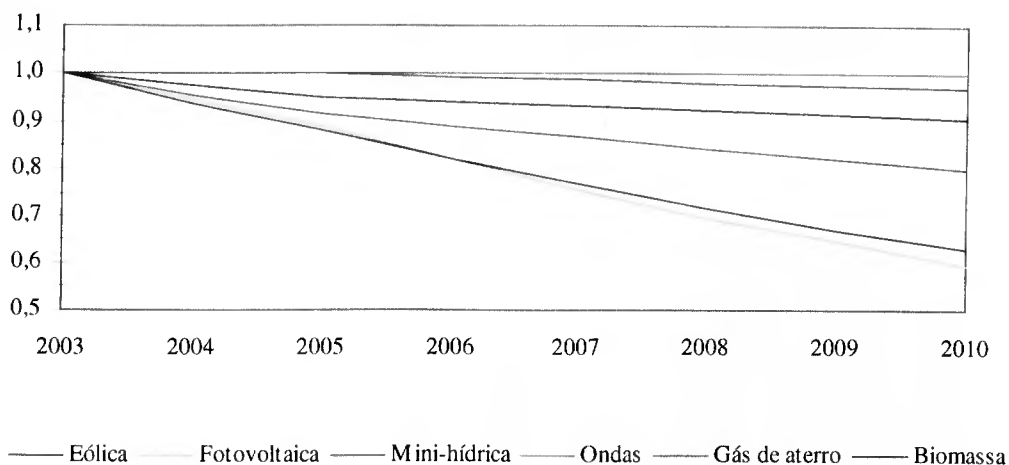
Quadro 6 – Custos nivelados de produção de E-FER, em Portugal e em Espanha, por tecnologia, em 2010

Tecnologia	cEUR ₀₃ /kWh	
	Custos nivelados de produção em 2010	
	Portugal	Espanha
Gás de aterro	3,816	3,802
Eólica On-shore >7m/s	5,175	5,719
Lamas de ETAR	5,809	5,787
Biogás agro-pecuário	5,968	6,994
Mini-hídrica <10MW investimentos reduzidos	7,021	7,355
Eólica On-shore 6-7m/s	7,395	7,829
Biomassa florestal	8,289	7,829
Resíduos sólidos agrícolas	9,841	-
Biomassa culturas energéticas	-	16,639
Mini-hídrica <10MW investimentos médios	10,769	10,728
Ondas investimentos reduzidos	11,392	-
Mini-hídrica <10MW investimentos elevados	17,428	17,361
Fotovoltaico elevada radiação	18,175	22,314
Fotovoltaico média radiação	20,315	22,968
Fotovoltaico baixa radiação	21,198	24,344

A simulação do funcionamento do mercado de certificados verdes no período 2003-2010 exige o conhecimento dos custos nivelados de produção de E-FER em cada ano do período a simular. Todavia, o projecto REBUS apenas apresenta os custos nivelados de produção de E-FER relativos ao ano 2010. Assim, para determinar a evolução dos custos nivelados de produção no período em estudo, foi necessário recorrer às previsões apresentadas no Projecto ATLAS (Atlas, 1995) para a evolução dos custos de desenvolvimento das tecnologias de produção de E-FER no período 1980-2010.

Na Figura 28 apresenta-se a evolução dos custos de desenvolvimento das tecnologias de produção de E-FER consideradas nas simulações efectuadas, relativamente a 2003.

Figura 28 – Evolução dos custos de desenvolvimento das tecnologias de produção de E-FER, relativamente a 2003



Fonte: Atlas (1995).

Em Anexo apresenta-se, para cada tecnologia de produção de E-FER considerada, a evolução dos custos nivelados de produção de energia eléctrica em Portugal e em Espanha, no período 2003-2010, a preços constantes de 2003, calculados por aplicação dos coeficientes de evolução dos custos de desenvolvimento da E-FER, apresentados na Figura 28, aos custos nivelados de produção apresentados no Quadro 6.

O preço de equilíbrio do mercado ibérico de energia eléctrica considerou-se ser igual ao custo unitário da actividade de aquisição de energia eléctrica utilizado para o cálculo das tarifas de energia eléctrica em 2003, ou seja, 52,52 EUR/MWh (ERSE, 2002).

9.1.5.3 Potencial de desenvolvimento das tecnologias de produção de E-FER

Por último, é fundamental conhecer o potencial de desenvolvimento das diferentes tecnologias de produção de E-FER, no período em análise, para simular o mercado de certificados verdes. Para o efeito, utilizam-se os potenciais de desenvolvimento de cada tecnologia de produção de E-FER, em Portugal e em Espanha, determinados, respectivamente no âmbito do Forum “Energias Renováveis em Portugal” (ADENE/INETI, 2002) e no *Plan de Fomento de las Energias Renovables* (IDAE, 1999). A desagregação do potencial de desenvolvimento de cada tecnologia de produção de E-FER, por banda tecnológica, foi efectuada com base nos potenciais calculados em 1995 no âmbito do Projecto REBUS.

No Quadro 7 apresentam-se os potenciais de desenvolvimento das diferentes bandas tecnológicas de produção de E-FER, em Portugal e em Espanha, até 2010.

Quadro 7 – Potenciais de desenvolvimento das diferentes bandas tecnológicas de produção de E-FER até 2010

Tecnologia	GWh	
	Potencial de desenvolvimento	
	Portugal	Espanha
Gás de aterro	413	386
Eólica On-shore >7m/s	4 492	10 752
Lamas de ETAR	154	74
Biogás agro-pecuário	364	34
Mini-hídrica <10MW investimentos reduzidos	540	670
Eólica On-shore 6-7m/s	3 908	8 784
Biomassa florestal	825	23 625
Resíduos sólidos agrícolas	525	-
Biomassa culturas energéticas	-	54 581
Mini-hídrica <10MW investimentos médios	720	668
Ondas investimentos reduzidos	1 200	-
Mini-hídrica <10MW investimentos elevados	540	894
Fotovoltaico elevada radiação	18	58
Fotovoltaico média radiação	18	58
Fotovoltaico baixa radiação	18	58

9.1.6 Resultados

Nos parágrafos seguintes apresentam-se os resultados das simulações efectuadas.

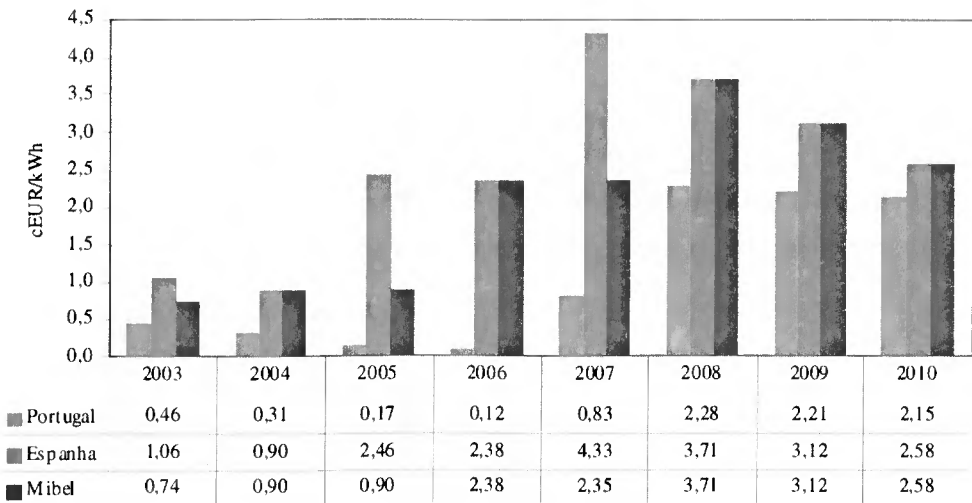
Na Figura 29 representa-se a evolução do custo marginal dos certificados verdes nos três cenários de mercado simulados, no período 2003-2010.

Os custos marginais dos certificados verdes apresentados correspondem à diferença entre o custo nivelado de produção de energia eléctrica da instalação marginal de produção de E-FER e o preço de equilíbrio do mercado de energia eléctrica.

Os preços dos certificados verdes corresponderão aos custos marginais dos certificados verdes apresentados, desde que sejam satisfeitas as condições necessárias para que o mercado de certificados verdes seja considerado um mercado em concorrência perfeita. Em condições de concorrência menos perfeita, os preços dos certificados verdes não igualarão os custos marginais dos certificados verdes, sendo determinados por outros factores, tais como o exercício de poder de mercado, o nível das penalidades e dos *price-caps*, e a flexibilidade do sistema. Os preços serão ainda caracterizados por uma

grande volatilidade, a menos que estejam previstos instrumentos de mitigação como são o *banking* e o *borrowing*.

Figura 29 – Evolução do custo marginal dos certificados verdes nos mercados de âmbito nacional, Portugal e Espanha, e no mercado de âmbito ibérico (Mibel)



Como se pode observar na Figura 29, os preços dos certificados verdes no mercado português são sempre inferiores aos preços verificados no mercado espanhol e no mercado ibérico de certificados verdes. As diferenças de preço, entre o mercado português e o mercado espanhol, podem atingir os 3,50 cEUR/kWh, enquanto, entre o mercado português e o mercado de âmbito ibérico, atingem os 2,26 cEUR/kWh.

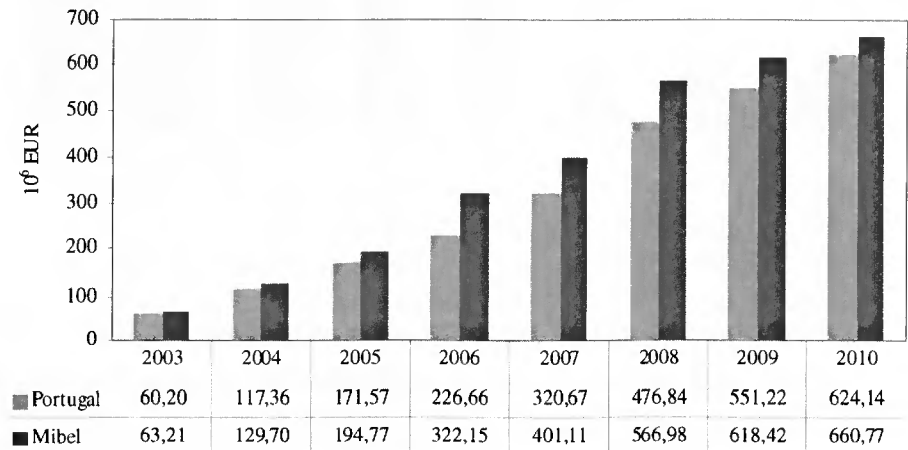
Os preços mais elevados verificados no mercado espanhol, e no mercado de âmbito ibérico, resultam da necessidade de recorrer a bandas tecnológicas mais caras para satisfazer a capacidade adicional de produção de E-FER imposta pela obrigação anual de compra nesses mercados. Por exemplo, em 2008, a banda tecnológica marginal no mercado de certificados portugueses é a energia eólica, com um custo marginal dos certificados de 2,28 cEUR/kWh, enquanto no mercado espanhol, e no mercado de âmbito ibérico, a tecnologia marginal é a biomassa florestal, com um custo marginal dos certificados de 3,71 cEUR/kWh.

A Figura 29 permite, também, observar uma grande variabilidade inter-anual nos preços dos certificados verdes.

Na Figura 30 apresenta-se, para o período 2003-2010, a evolução dos custos totais resultantes da aplicação dos preços dos certificados verdes e dos preços da energia eléctrica no mercado grossista, obtidos no Cenário Portugal e no Cenário Ibérico, à

produção adicional de E-FER em Portugal. Os valores apresentados referem-se unicamente à E-FER produzida em novos aproveitamentos desenvolvidos para satisfazer a quota anual de produção de E-FER, isto é, não são considerados os custos da E-FER produzida nas instalações existentes à data de entrada em funcionamento do mercado de certificados verdes, nem os custos da E-FER produzida em novos grandes aproveitamentos hidroeléctricos.

Figura 30 – Evolução dos custos totais da produção adicional de E-FER em Portugal, obtidos por aplicação dos preços calculados no Cenário Portugal (Portugal) e no Cenário Ibérico (Mibel)



Quadro 8 – Custos totais da produção adicional de E-FER no período 2003-2010, obtidos por aplicação dos preços calculados no Cenário Portugal (Portugal), no Cenário Espanha (Espanha) e no Cenário Ibérico (Mercado Ibérico)

	10 ⁶ EUR			
	Mercados nacionais (1)	Mercado ibérico (2)	Diferença	
			Valor absoluto	%
			[(3)=(1)-(2)]	[(3)/(2)*100]
Portugal	2 548,65	2 957,11	-408,46	-13,81
Espanha	13 084,87	12 426,60	658,27	5,30
Total	15 633,52	15 383,71	249,81	1,62

A análise da Figura 30 permite concluir que os custos totais resultantes do mercado ibérico são sempre superiores aos custos totais do mercado português, podendo as diferenças de custos atingir os 29,6%.

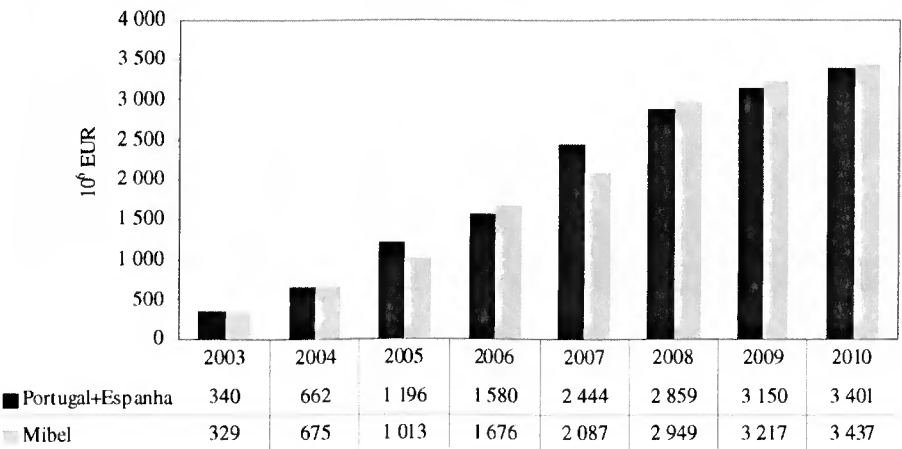
Os resultados apresentados no Quadro 8 permitem verificar que, caso seja implementado um mercado de âmbito nacional, em Portugal, os custos globais de cumprimento da obrigação de compra, no período 2003-2010, ascenderão a 2 548,65 milhões de euros, enquanto num mercado ibérico estes custos serão de 2 957,11 milhões de euros. Assim, a implementação de um mercado de âmbito nacional traduzir-se-ia

numa redução do sobrecusto da PRE de origem renovável a suportar pelos consumidores portugueses no valor de 408,44 milhões de euros, no período em análise.

Do ponto de vista dos produtores portugueses de E-FER, a implementação de um mercado de certificados verdes de âmbito ibérico revela-se mais proveitosa, pois gera um excedente do produtor de 863,40 milhões de euros, face aos 388,31 milhões de euros gerados no mercado português.

Na Figura 31 comparam-se os custos totais resultantes do cumprimento das obrigações de compra de E-FER, em Portugal e em Espanha, através de dois mercados de certificados verdes distintos, Portugal + Espanha, com os custos correspondentes de um mercado de âmbito ibérico, Mibel.

Figura 31 – Evolução dos custos totais do cumprimento das obrigações de compra de E-FER, em Portugal e em Espanha, através de dois mercados distintos e através de um mercado conjunto



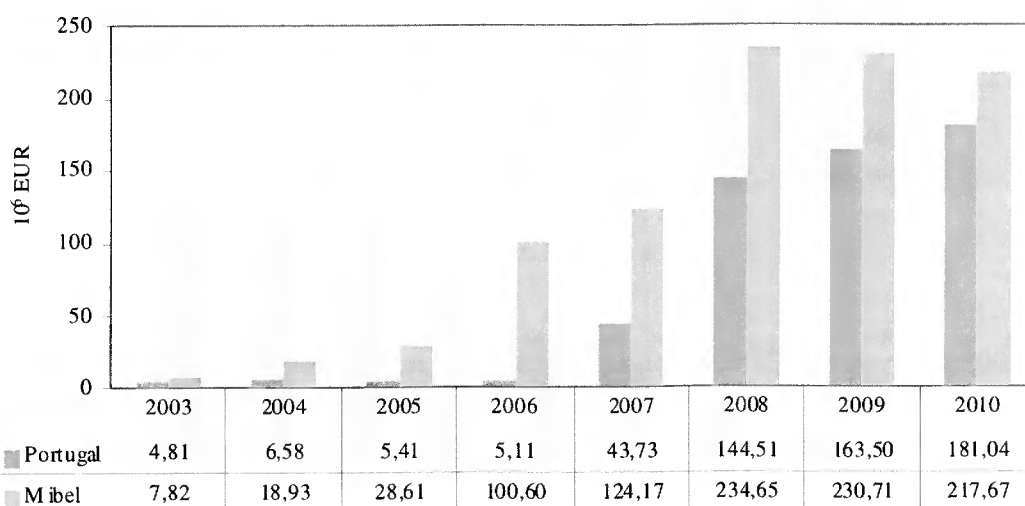
Como se observa na Figura 31, os resultados obtidos para os dois cenários são muito próximos.

Os resultados apresentados no Quadro 8 permitem concluir que, em termos globais, a implementação de um mercado de âmbito ibérico permite uma poupança para os consumidores de energia eléctrica ibéricos de 249,81 milhões euros, isto é, 1,6% dos custos totais relativos ao Cenário Mibel. Contudo, esta poupança reverte na sua totalidade para os consumidores espanhóis pois, como se pode ver no Quadro 8, resulta mais dispendioso para Portugal cumprir a sua obrigação de compra de E-FER através de um mercado de âmbito ibérico.

Na Figura 32 apresenta-se a evolução dos custos relativos ao mercado de certificados verdes, no Cenário Portugal e no Cenário Ibérico. Estes custos referem-se, unicamente, à aquisição dos certificados verdes no montante que permite satisfazer a obrigação de compra de E-FER, no período 2003-2010. Assim, não incluem o custo relativo à aquisição da E-FER no mercado grossista de energia eléctrica.

Como se observa na Figura 32, os custos suportados pelos consumidores de energia eléctrica portugueses, relativos aos certificados verdes transaccionados num mercado ibérico de certificados verdes, são sempre superiores aos de um mercado nacional português.

Figura 32 – Evolução dos custos totais dos certificados verdes em Portugal, no âmbito do mercado nacional (Portugal) e no âmbito do mercado ibérico (Mibel)



Quadro 9 – Custos totais dos certificados verdes no período 2003-2010, obtidos por aplicação dos preços no mercado de certificados verdes calculados no Cenário Portugal (Portugal), no Cenário Espanha (Espanha) e no Cenário Ibérico (Mercado Ibérico)

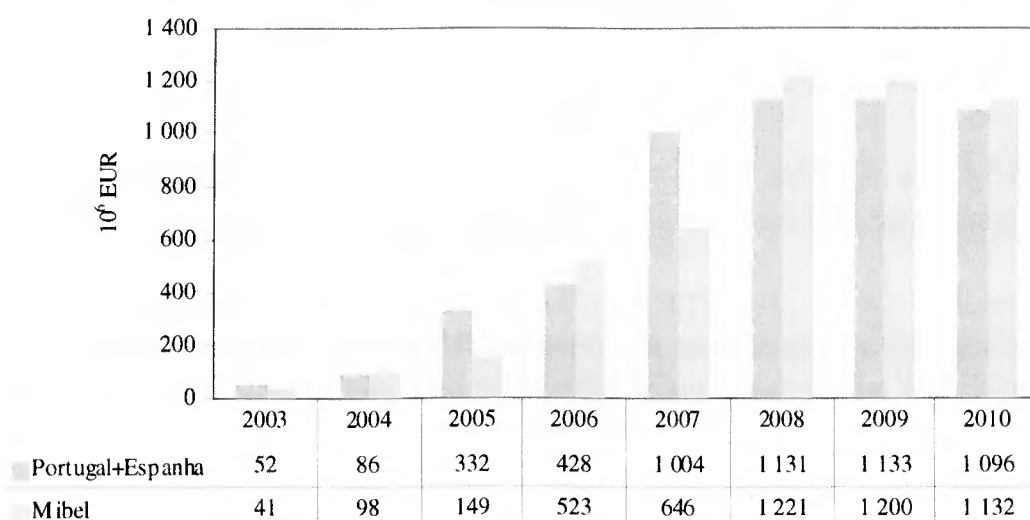
10 ⁶ EUR				
	Mercados nacionais (1)	Mercado ibérico (2)	Diferença	
			Valor absoluto	%
			[(3)=(1)-(2)]	[(3)/(2)*100]
Portugal	554,70	963,16	-408,46	-42,41
Espanha	4 705,74	4 047,47	658,27	16,26
Total	5 260,44	5 010,63	249,81	4,99

Os resultados apresentados no Quadro 9 permitem verificar que os custos globais relativos à aquisição dos certificados verdes, no período 2003-2010, ascenderão a 554,70 milhões de euros, no caso de um mercado de âmbito nacional, e a 963,16

milhões de euros no caso de um mercado de âmbito ibérico. Deste modo, a implementação de um mercado de âmbito nacional traduzir-se-ia numa redução do sobrecusto da PRE de origem renovável a suportar pelos consumidores portugueses no valor de 408,46 milhões de euros. Como se observa, o valor da redução do sobrecusto devida ao mercado de certificados verdes coincide com a redução total do sobrecusto devida ao mercado grossista de energia eléctrica e ao mercado de certificados verdes, dado que se considerou um preço de equilíbrio no mercado de energia eléctrica igual em ambos os cenários estudados.

Na Figura 33 comparam-se os custos totais dos certificados verdes num cenário em que coexistem dois mercados de certificados verdes distintos, Portugal + Espanha, com os custos correspondentes de um mercado de âmbito ibérico, Mibel.

Figura 33 – Evolução dos custos totais dos certificados verdes resultantes do cumprimento das obrigações de compra de E-FER, em Portugal e em Espanha, através de dois mercados distintos e através de um mercado conjunto

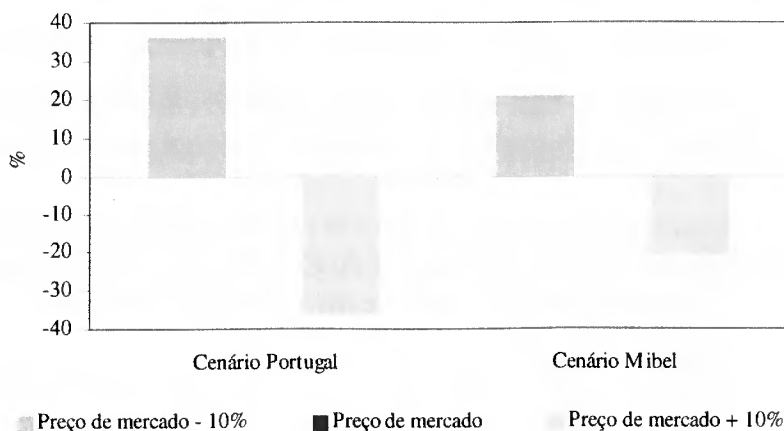


Os resultados apresentados no Quadro 9 permitem concluir que, em termos globais, a implementação de um mercado de âmbito ibérico permite uma poupança para os consumidores de energia eléctrica ibéricos de 249,81 milhões de euros, isto é, 5% dos custos totais relativos ao Cenário Mibel. Contudo, como foi já referido esta poupança reverterá na sua totalidade para os consumidores espanhóis.

A realização de uma análise de sensibilidade dos preços dos certificados verdes ao preço de mercado grossista de energia eléctrica permitiu concluir que uma variação de

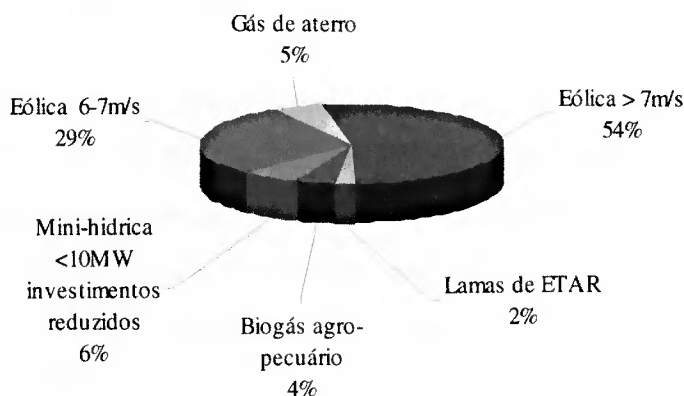
$\pm 10\%$ no preço de mercado de energia eléctrica implica uma variação de $\pm 36\%$ no custo global dos certificados verdes no mercado português e de $\pm 20\%$ no mercado ibérico (Figura 34). Como seria de esperar, os custos totais dos mercados de certificados verdes e do mercado grossista de energia eléctrica mantêm-se constantes, uma vez que a parcela dos custos de produção de E-FER, que não é remunerada através do mercado grossista de energia eléctrica, é remunerada através do mercados de certificados verdes.

Figura 34 – Impacte no custo global do certificados verdes resultante de uma variação de $\pm 10\%$ no preço de mercado grossista de energia eléctrica



Na Figura 35 apresenta-se, para 2010, o *mix* de produção de E-FER a partir de novos aproveitamentos de FER desenvolvidos no âmbito do mercado português de certificados verdes.

Figura 35 – *Mix* de produção adicional de E-FER em novos aproveitamentos desenvolvidos em Portugal, no âmbito de um mercado nacional de certificados verdes, em 2010

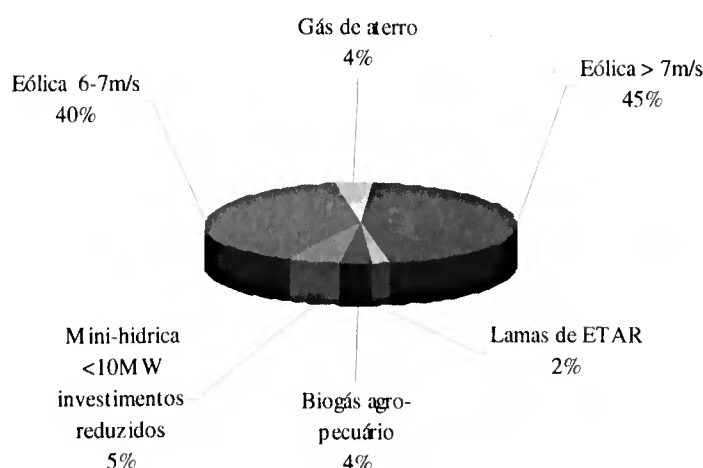


Como se pode observar na figura, as tecnologias responsáveis pelo aumento de produção de E-FER são: o gás de aterro, a energia eólica, as lamas de ETAR, o biogás agro-pecuário e a mini-hídrica. As tecnologias mais caras, tais como a energia fotovoltaica e a energia das ondas, não têm lugar no mercado. Assim, se desenvolver estas tecnologias for um objectivo de política energética, será necessário atribuir um apoio suplementar à remuneração obtida por estas tecnologias no mercado de certificados verdes, de forma a torná-las competitivas no mercado de energia eléctrica.

Do conjunto de tecnologias que contribuem para o aumento de produção de E-FER, a energia eólica é responsável por mais de 80% da E-FER produzida a partir de novos aproveitamentos em 2010. As restantes tecnologias, devido aos seus menores potenciais de desenvolvimento, apresentam uma produção mais modesta.

Na Figura 36 apresenta-se, para 2010, o *mix* de produção de E-FER a partir de novos aproveitamentos de FER desenvolvidos em Portugal no âmbito do mercado ibérico de certificados verdes. Em termos de penetração tecnológica, os resultados do mercado ibérico de certificados verdes não diferem substancialmente dos resultados do mercado português de certificados verdes, verificando-se apenas um ligeiro aumento de dois pontos percentuais na penetração da energia eólica, o que, em termos absolutos, representa uma produção de 1 431 GWh anuais.

Figura 36 – Mix de produção adicional de E-FER em novos aproveitamentos desenvolvidos em Portugal, no âmbito de um mercado ibérico de certificados verdes, em 2010



9.2 Comparação entre o modelo de certificados verdes e o actual mecanismo remuneratório da PRE renovável

No Quadro 10 comparam-se os sobrecustos da PRE de origem renovável resultantes do regime remuneratório actualmente em vigor e dos preços verificados no mercado de certificados verdes de âmbito nacional e de âmbito ibérico. Os resultados apresentados permitem concluir que, no período 2003 a 2010, a redução no sobrecusto, resultante da implementação de um mercado de certificados verdes de âmbito nacional, face ao actual mecanismo remuneratório, ascende a 276,5 milhões de euros, isto é, cerca de 38% do sobrecusto total resultante da implementação de um mercado de certificados verdes de âmbito nacional nesse período, 730,4 milhões de euros. Se se comparar o sobrecusto resultante da implementação de um mercado de certificados verdes de âmbito ibérico com o sobrecusto resultante do actual mecanismo remuneratório, verifica-se que o primeiro é superior ao segundo em 132,0 milhões de euros, ou seja, cerca de 11,6% do sobrecusto total resultante da implementação de um mercado de certificados verdes de âmbito ibérico nesse período, 1 138,8 milhões de euros

Quadro 10 – Sobrecusto da PRE de origem renovável resultante do actual regime remuneratório e do mercado de certificados verdes

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Sobrecusto da PRE de origem renovável									10 ³ EUR
Regime remuneratório em vigor (1)	45 048	68 137	91 226	114 315	137 404	160 494	183 583	206 672	1 006 879
Mercado de certificados verdes (Portugal) (2)	26 770	28 542	27 371	27 065	65 689	166 473	185 463	202 997	730 370
Mercado de certificados verdes (Mibcl) (3)	29 777	40 886	50 571	122 564	146 132	256 612	252 666	239 627	1 138 834
Diferença [(4)-(2)]	18 278	39 595	63 855	87 250	71 716	-5 979	-1 880	3 675	276 509
Diferença [(5)-(3)]	15 272	27 251	40 656	-8 248	-8 728	-96 119	-69 084	-32 955	-131 955
Diferença em % [(4)/(2)*100]	68,28	138,72	233,29	322,37	109,18	-3,59	-1,01	1,81	37,86
Diferença em % [(5)/(3)*100]	51,29	66,65	80,39	-6,73	-5,97	-37,46	-27,34	-13,75	-11,59

Em 2010, verifica-se que o sobrecusto da PRE de origem renovável, resultante da aplicação do actual regime remuneratório, é superior ao sobrecusto resultante da utilização de um mercado de certificados verdes de âmbito nacional em 3,68 milhões de euros e inferior ao sobrecusto resultante da utilização de um mercado de certificados verdes de âmbito ibérico em 32,96 milhões de euros

Por último, o sobrecusto resultante da aplicação do actual regime remuneratório pode atingir valores 4,2 vezes superiores ao sobrecusto resultante do mercado de certificados verdes de âmbito nacional. No entanto, há também anos em que o actual mecanismo remuneratório é menos dispendioso do que o mercado de certificados verdes de âmbito

nacional. Considerando todo o período em análise, o mercado de certificados verdes de âmbito nacional é o mecanismo mais vantajoso do ponto de vista dos consumidores.

9.3 Avaliação do impacte do custo dos certificados verdes nas tarifas de venda de energia eléctrica a clientes finais

Neste ponto pretende-se determinar o impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais resultante da aquisição, em 2010, de 9 443 GWh⁸² de E-FER no mercado de certificados verdes de âmbito nacional. Para tal, considera-se um cenário de consumos previsível para 2010 e as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP.

Na determinação do preço médio de venda de energia eléctrica a clientes finais, em 2010, assumiram-se os seguintes pressupostos para 2010:

- o preço de mercado de energia eléctrica corresponde ao custo unitário da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica utilizado no cálculo das tarifas de 2003, ou seja, 52,52 EUR/MWh;
- a E-FER produzida a partir dos aproveitamentos existentes em 2002 é remunerada pelo tarifário de compra a preço garantido em vigor em 2003;
- o sobrecusto da PRE de origem renovável, produzida a partir de instalações existentes em 2002, imputável à tarifa de Uso Global do Sistema, é igual ao verificado em 2003;
- os proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais resultam da conversão dos proveitos de 2003 para um cenário de consumos previsionais para 2010. Consideram, ainda, o sobrecusto da produção adicional de E-FER em 2010;
- a produção adicional de E-FER é remunerada pelo preço de mercado português de certificados verdes (Cenário Portugal) e pelo preço de equilíbrio do mercado de energia eléctrica;
- todos os restantes custos em valor unitário mantêm-se constantes;
- consumo de energia eléctrica em 2010 \cong 49 500 GWh;
- a estrutura de consumos por nível de tensão é igual à prevista para 2003;
- a produção de E-FER em 2010 \cong 9 443 GWh.

No Quadro 11 apresentam-se os valores previsionais, para 2003 e para 2010, do sobrecusto total da PRE de origem renovável imputável à tarifa de Uso Global do Sistema. Em 2003, o valor do sobrecusto foi calculado de acordo com a metodologia apresentada no ponto 8.2.2. Em 2010, o sobrecusto é determinado pela valorização da PRE de origem renovável, produzida a partir de aproveitamentos existentes em 2002, através do preço médio previsto para 2003, ou seja, nos termos da legislação actualmente em vigor e pela valorização da produção adicional de PRE de origem renovável através dos preços dos certificados verdes. Apresenta-se, também, o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto pela ERSE para 2003, ajustado para as novas quantidades de PRE de origem renovável, assim como o valor previsional do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em 2010, após a incorporação do sobrecusto da PRE de origem renovável nesse ano.

Tendo por base o preço médio por nível de tensão das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2003, ajustado para as novas quantidades de PRE de origem renovável, e o valor previsional do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em 2010, calculou-se o impacte do sobrecusto da PRE imputável à tarifa de Uso Global do Sistema, no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, considerando o cenário de consumos previsível para 2010. Este valor apresenta-se no Quadro 11.

No Quadro 11, apresentam-se, ainda, o valor médio do sobrecusto da PRE de origem renovável e o preço médio da tarifa Venda a Clientes Finais em 2003 e 2010. Por último, apresenta-se a percentagem do sobrecusto da PRE de origem renovável na tarifa Venda a Clientes Finais em 2003 e 2010.

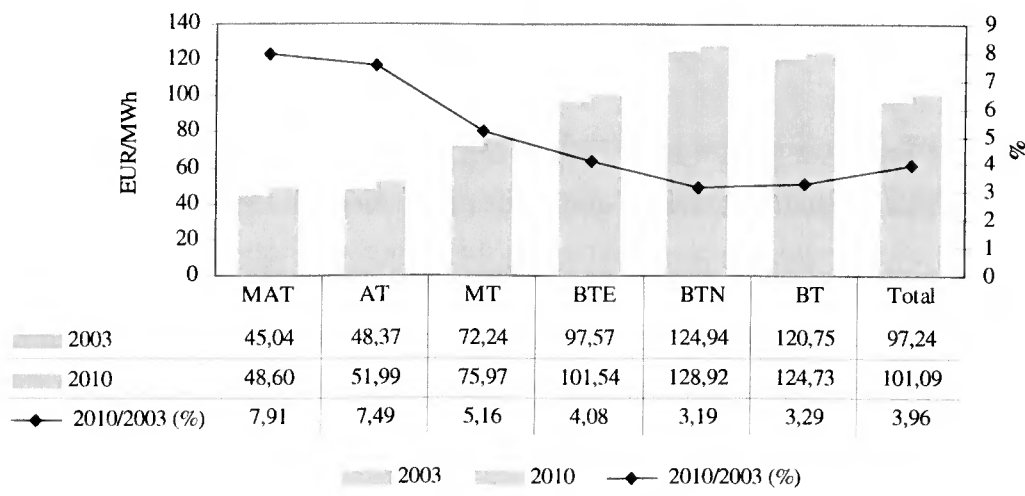
Quadro 11 – Sobrecusto e preço médio da PRE de origem renovável, preço médio das tarifas de Uso Global do Sistema e de Venda a Clientes Finais, em 2003 e em 2010

	2003	2010	Δ (%)
Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema (EUR/MWh)	5,54	8,94	61,35
Sobrecusto da PRE de origem renovável (10 ³ EUR)	45 048	202 997	350,62
Valor médio do sobrecusto da PRE de origem renovável (EUR/MWh) (1)	1,16	4,10	252,61
Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais (EUR/MWh) (2)	97,24	101,09	3,96
(1)/(2) (%)	1,20	4,06	-

⁸² Este valor corresponde a 39% do consumo nacional bruto de electricidade em 2010, subtraído da produção da grande hídrica, tendo por base um cenário previsional de consumos definido em REN (2001).

Na Figura 37 apresenta-se, para cada tipo de fornecimento, o preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2003, assim como o valor previsional do preço médio desta tarifa, em 2010. Adicionalmente, apresenta-se a variação verificada no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada tipo de fornecimento.

Figura 37 – Preço médio das tarifas de venda de energia eléctrica a clientes finais, por tipo de fornecimento, em 2003 e em 2010



Legenda: MAT - Muito Alta Tensão; AT - Alta Tensão; MT - Média Tensão; BTE - Baixa Tensão Especial; BTN - Baixa Tensão Normal; BT - Baixa Tensão;

9.4 Aspectos regulatórios do mercado a implementar

O sucesso do futuro mercado de certificados verdes dependerá bastante do seu desenho regulatório. Assim, nos pontos seguintes, apresentam-se e analisam-se os principais aspectos regulatórios necessários ao bom funcionamento de um mercado de certificados verdes em Portugal.

9.4.1 Definição da quota de produção de E-FER

O sistema de certificados verdes proposto deverá assentar no modelo de obrigação de compra apresentado no ponto 6.1.1.2 de forma a evitar todos os problemas associados a um sistema com carácter voluntário apresentados no ponto 6.1.1.1.

No sentido de minimizar os problemas apresentados no ponto 6.1.1.2, nomeadamente o *by-pass* ao comercializador de energia eléctrica, propõe-se a imposição de uma obrigação de compra de E-FER nos comercializadores de energia eléctrica que, por seu turno, poderão transferir o sobrecusto, resultante da obrigação, para o consumidor. A obrigação de compra de E-FER será definida como uma percentagem do consumo nacional bruto de energia eléctrica em cada ano natural. Assim, cada comercializador

será responsável pela compra de uma quantidade de E-FER proporcional ao consumo de energia eléctrica do conjunto dos seus clientes em cada ano.

A definição da quota anual de produção de E-FER deverá ser da responsabilidade do governo, uma vez que se trata de uma questão de política energética e ambiental. O cálculo da quota deverá ser realizado, em concordância com a quota de emissões de CO₂ do sector eléctrico, de forma a cumprir a Directiva 2001/77/CE e a minimizar o sobrecusto do cumprimento da Directiva com consequências nas tarifas de energia eléctrica.

A demonstração do cumprimento da obrigação de compra será realizada, por cada comercializador, junto da entidade designada para o efeito, no final de cada ano natural.

9.4.2 Agente Emissor e Agente de Verificação/Acreditação

Num sistema de certificados verdes, a função de agente emissor pode ser desempenhada por um dos seguintes agentes do sector eléctrico: o operador do sistema de transporte, o regulador sectorial, a DGE ou uma entidade certificadora independente.

No Reino Unido, por exemplo, estas funções foram atribuídas ao regulador sectorial OFGEM. Contudo, é provável que esta entidade delegue as suas atribuições noutro agente (Eurelectric, 2000). Em Espanha, as funções de agente emissor são actualmente desempenhadas pelo operador do sistema de transporte, depois de uma experiência falhada levada a cabo por uma entidade certificadora independente, a AENOR.

Em Portugal, deveria ter sido implementado, até 31 de Outubro de 2003, um sistema nacional de garantia de origem da E-FER, para dar cumprimento à Directiva 2001/77/CE. Contudo, até à data ainda não foi transposta a totalidade da Directiva 2001/77/CE para o regime jurídico nacional.

Para implementar um sistema nacional de garantia de origem da E-FER é necessário designar a entidade que irá desempenhar as funções de agente emissor do sistema nacional de garantia de origem da E-FER.

Neste momento, o operador do sistema de transporte é a entidade melhor posicionada para desempenhar estas funções, existindo já um acordo formal entre a REN e a DGE neste sentido. Deste modo, num futuro sistema de certificados verdes transaccionáveis, o operador do sistema de transporte poderá desempenhar as funções de agente emissor,

pois dispõe de toda a informação necessária para emitir e atribuir os certificados verdes através do sistema de telecontagem. Adicionalmente, a REN é já um membro do *RECS* – *Renewable Energy Certificate System*, plataforma que inclui as maiores empresas do sector eléctrico, instituições governamentais e especialistas do sector, e que visa estabelecer a criação de um sistema de certificados verdes fiável e eficiente para promover a energia renovável na Europa (RECS, 2002). Actualmente, a REN também participa na Associação de Agentes Emissores, que é a organização mãe de todos os agentes emissores e funciona independentemente do *RECS*.

O desempenho das funções de agente emissor pelo operador do sistema apresenta algumas vantagens, na medida em que se evitam todos os procedimentos administrativos e burocráticos associados à transferência da informação relativa à E-FER e aos produtores, do operador do sistema de transporte para outras entidades.

A experiência espanhola revela também que a atribuição das funções de agente emissor a uma entidade certificadora independente não será a melhor solução.

No que concerne a função de agente de verificação/acreditação, julga-se que deverá ser atribuída a um agente independente do agente emissor, de modo a assegurar a credibilidade e a transparência do sistema de certificados verdes. Este agente terá como principais funções a acreditação do agente emissor e a verificação do processo de emissão dos certificados.

As funções de agente de verificação/acreditação podem ser desempenhadas quer pela ERSE quer pela DGE. Contudo, julga-se que, por se tratarem de funções muito técnicas, fora das normais atribuições da ERSE, cuja principal função é a regulação económica do sector, deverão ser desempenhadas pela DGE, principal responsável pela escolha do agente emissor.

À ERSE, caberia o papel de verificação do cumprimento da obrigação de compra da E-FER por parte dos comercializadores de energia eléctrica.

9.4.3 Operador do mercado

A operação do mercado organizado de certificados verdes caberia ao Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português (OMIP).

Segundo o Despacho n.º12 596/2003, de 1 de Julho, o OMIP tem, entre outras funções, a gestão do mercado organizado de contratação de energia a prazo (mercado de produtos físicos a prazo) e a gestão de outros mercados de produtos de base energética (mercados de derivados financeiros, por exemplo). Assim, o mercado de certificados verdes pode enquadrar-se no âmbito das competências do OMIP.

Para além da operação do mercado organizado de certificados verdes, o OMIP poderia desenvolver mercados de derivados para cobertura do risco associado ao mercado de certificados verdes. A atribuição das funções de operador do mercado de certificados verdes ao OMIP permitiria criar sinergias e racionalizar os custos de operação do mercado de certificados verdes e do mercado eléctrico de contratação a prazo e de derivados, através da utilização de uma plataforma de transacção e liquidação comum.

9.4.4 Tecnologias admissíveis

As tecnologias admissíveis à participação no sistema de certificados verdes são as consideradas na Directiva 2001/77/CE. Neste sentido, a energia eléctrica produzida a partir da fracção não biodegradável dos resíduos urbanos e industriais e a grande hídrica não poderá participar no mercado de certificados verdes.

O principal objectivo do mercado de certificados verdes é incentivar o desenvolvimento de nova capacidade de produção de E-FER a partir de tecnologias que ainda não são economicamente competitivas no mercado da energia eléctrica. Neste sentido, a grande hídrica não deverá participar no mercado de certificados verdes, uma vez que a energia eléctrica produzida com base nesta tecnologia já é economicamente competitiva com a energia eléctrica produzida a partir de combustíveis fósseis, não necessitando de apoio financeiro. Adicionalmente, se a grande hídrica puder participar no mercado de certificados verdes, a oferta pode exceder a procura de certificados verdes no mercado, impedindo o desenvolvimento de novos aproveitamentos de produção de E-FER e comprometendo o cumprimento da meta indicativa de produção de E-FER em 2010. Contudo, importa referir, que a quota de E-FER depende da produção dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos.

No que concerne a energia dos resíduos, a controvérsia prende-se, por um lado, com o valor renovável desta forma de energia e, por outro lado, com os impactes ambientais que lhe estão associados. De facto, alguns autores defendem que os resíduos utilizados

na produção de energia eléctrica não são uma fonte de energia renovável e não apresentam quaisquer benefícios ambientais. Pelo contrário, são responsáveis por impactes ambientais semelhantes aos da produção de energia eléctrica a partir de combustíveis fósseis e também pela emissão de outros poluentes, nomeadamente dioxinas. Adicionalmente, pode questionar-se que sejam os consumidores de energia eléctrica a financiar a eliminação dos resíduos através da sua utilização na produção de energia eléctrica pois, de acordo com o Decreto-Lei n.º 239/97, de 9 de Setembro, a responsabilidade pelo destino final dos resíduos é de quem os produz, devendo o respectivo custo ser suportado pelo respectivo produtor (ERSE, 2000). Deste modo, o princípio do poluidor-pagador não é cumprido.

9.4.5 Âmbito do sistema

Quando se avalia o âmbito do mercado a implementar não se deve ter unicamente em consideração os custos resultantes do cumprimento das metas de produção de E-FER num mercado de âmbito ibérico ou em dois mercados de âmbito nacional. Deve ter-se, também, em consideração que há benefícios, tais como a criação de emprego e a redução da dependência externa em termos energéticos, e impactes ambientais de âmbito local que apenas ficam no país onde as instalações de produção de E-FER são desenvolvidas.

Do ponto de vista dos consumidores de energia eléctrica portugueses, a implementação de um mercado de certificados verdes em Portugal é uma solução mais vantajosa do que a implementação de um mercado de âmbito ibérico, pois conduz a uma redução no sobrecusto da PRE de origem renovável de 408,46 milhões de euros no período 2003-2010. Contudo, do ponto de vista dos produtores portugueses de E-FER, a implementação de um mercado de certificados verdes de âmbito ibérico revela-se mais proveitosa, pois gera um excedente do produtor de 863,40 milhões de euros, face aos 388,31 milhões de euros gerados no mercado português.

Adicionalmente, um mercado ibérico, com um maior número de agentes do lado da oferta, minimizaria os perigos do exercício de poder de mercado existentes num mercado com menor número de agentes.

9.4.6 Financiamento do sistema de certificados verdes

O sobrecusto resultante da diferença entre o preço verificado no sistema de certificados verdes e o preço do mercado grossista de energia eléctrica deverá ser recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema. Esta tarifa é facturada em função da energia consumida e aplica-se a todos os clientes ligados às redes do SEP. Com efeito, os impactes ambientais estão associados à quantidade de energia eléctrica consumida sendo, por isso, aceitável a incorporação destes custos numa tarifa monómia que incide sobre toda a energia consumida.

Por último, o financiamento da operação sistema de certificados verdes poderá realizar-se através do pagamento de taxas pelos produtores de E-FER participantes no mercado. Outra solução consistiria na repercussão dos custos resultantes da operação do sistema na tarifa de Uso Global do Sistema, à semelhança do sobrecusto.

10. Conclusões

A emissão de gases para a atmosfera, resultante da queima de combustíveis fósseis na produção de energia eléctrica, tais como o dióxido de carbono, o dióxido de enxofre e os óxidos de azoto, pode causar impactes ambientais de âmbito local (acidificação) e global (alterações climáticas).

O combate ao problema das alterações climáticas encontra-se actualmente no cerne das políticas ambiental e energética da União Europeia e dos seus Estados-Membros. Neste sentido, a União Europeia comprometeu-se, no âmbito do Protocolo de Quioto, a reduzir as emissões de gases com efeitos de estufa em 8% face ao nível de emissões em 1990, no período compreendido entre 2008 e 2012.

O forte contributo do sector eléctrico para o problema das alterações climáticas exige que os vários agentes do sector assumam a sua quota-parte no esforço de redução das emissões, necessário para o cumprimento dos compromissos de Quioto. Neste sentido, os agentes do sector eléctrico podem adoptar diversas medidas, nomeadamente, o aumento da eficiência na produção e na utilização da energia eléctrica, e a transição para fontes de energia livres de carbono e para combustíveis menos intensivos em carbono.

A produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis (E-FER), apesar de não estar isenta de impactes ambientais, representa, pela sua natureza, uma opção eficaz para mitigar alguns dos problemas ambientais associados à produção de energia eléctrica, dado que se dirige para as suas causas últimas, permitindo não só poupar recursos escassos como evitar a geração de emissões e resíduos. Para além de contribuir para a melhoria da qualidade ambiental, a produção de E-FER pode ajudar na resolução dos problemas de segurança e diversificação do abastecimento de energia com que se debate a União Europeia em geral e Portugal em particular.

Apesar de se encontrarem disponíveis em abundância na natureza e apresentarem um considerável potencial económico e de redução de impactes ambientais, as fontes de energia renováveis, com excepção da energia hidroeléctrica, têm, ainda, um papel modesto no balanço de energia eléctrica nacional. Em 2001, a produção de E-FER, excluindo a grande hídrica, apenas representava 3,4% da produção nacional de energia

eléctrica. Com efeito, existe um conjunto de obstáculos institucionais, administrativos e de mercado que impedem um desenvolvimento mais acelerado da produção de E-FER.

Na presente dissertação a ênfase foi colocada nos obstáculos de mercado enfrentados pela E-FER, isto é, obstáculos que resultam de falhas de mercado e que conduzem a uma afectação ineficiente de recursos.

Nos mercados de produção de energia eléctrica existem, pelo menos, duas circunstâncias que dão origem a falhas de mercado: a existência de externalidades negativas e positivas (malefícios/benefícios associados à degradação/melhoria da qualidade ambiental não internalizados nas decisões económicas dos agentes), e a provisão de bens públicos pela produção de E-FER (segurança de abastecimento, ar puro e estabilidade climática).

Na presença de externalidades, o mecanismo de fixação de preços dominante não reflecte as externalidades negativas associadas aos combustíveis fósseis, bem como as externalidades diferencialmente positivas da produção de E-FER, criando-se uma divergência entre custos privados e sociais, e entre benefícios privados e sociais, que conduz a uma afectação ineficiente dos recursos e faz apelo à internalização das externalidades nos preços da energia eléctrica.

A natureza não exclusiva e não rival dos bens públicos associados à produção de E-FER impede os agentes privados de investirem na provisão de algo que se encontra disponível gratuitamente para todos. Nestas condições, a difusão das tecnologias de produção de E-FER não pode ser assegurada espontaneamente pelo mercado.

Estas falhas de mercado podem ser ultrapassadas com recurso a diversos instrumentos de internalização das externalidades, nomeadamente instrumentos de comando e controlo, impostos e subsídios Pigouvianos, negociação bilateral Coasiana e mercados de direitos transaccionáveis.

Contudo, actualmente, ainda não é possível determinar valores fiáveis e incontestáveis para as externalidades. A dificuldade encontra-se na estimação do valor do bem público deteriorado pela produção de energia eléctrica a partir de fontes convencionais e preservado pela produção de E-FER. A esta dificuldade acresce a existência de problemas políticos e de aceitação pública decorrentes da introdução de alguns destes instrumentos, o que leva a que as externalidades negativas da produção de energia

eléctrica convencional e as externalidades diferencialmente positivas da E-FER apenas se reflectam de forma imperfeita nos preços da energia eléctrica.

Nestas circunstâncias, o apoio público à produção de E-FER é justificado. Contudo, este apoio deve ser visto como uma compensação temporária pelas externalidades negativas evitadas pela produção de E-FER. Logicamente, este apoio deverá cessar logo que os instrumentos de internalização das externalidades aplicados às diferentes formas de energia comecem a reflectir o custo dos danos causados pela utilização dos combustíveis fósseis. Caso contrário, estar-se-á, novamente, a distorcer o mercado, desta vez em favor da E-FER.

A liberalização dos mercados de energia eléctrica pode proporcionar uma solução parcial para as falhas de mercado apresentadas anteriormente. Com efeito, a liberalização dos mercados de energia eléctrica vem permitir, aos consumidores de energia eléctrica que estejam dispostos a pagar por este bem ambiental, a compra de E-FER a um comercializador que ofereça este produto. Esta solução, já testada em vários países (Alemanha, EUA, Holanda, etc.), pode dar uma panorâmica sobre as preferências dos consumidores e sobre a sua disposição a pagar pela E-FER (Mirabel *et al*, 2001; Batley *et al*, 2001). Contudo, como se pode verificar da experiência na Europa, o problema do *free-riding* mantém-se (Wiser *et al*, 1997). A maioria dos consumidores individuais não está preparada para aceitar o custo extra resultante da compra de E-FER quando toda a sociedade beneficia dessa compra. Neste sentido, as escolhas individuais não reflectem, na sua totalidade, o valor real que o público atribui à preservação do ambiente através da produção de E-FER (Menanteau *et al*, 2001).

Para além do problema do *free-riding*, existem problemas de assimetria de informação entre produtores e consumidores que, devido à existência de custos de transacção elevados, limitam a concretização do mercado potencial de E-FER. Estes custos resultam do tempo e do dinheiro que é necessário investir para obter informação credível acerca das características ambientais dos produtos, avaliar os impactes ambientais e comparar os diversos produtos disponíveis no mercado. A rotulagem por terceiros pode oferecer uma solução para estes problemas. Neste sentido, a Comissão Europeia, consciente dos problemas de assimetria de informação existentes entre produtores, fornecedores e consumidores de energia eléctrica, estabeleceu, através da

Directiva 2001/77/CE, que os Estados-Membros devem implementar um sistema nacional de garantia de origem da E-FER, a fim de facilitar o seu comércio e aumentar a transparência, simplificando a escolha do consumidor.

Para promover o desenvolvimento da produção de E-FER, as autoridades políticas têm ao seu dispor diversos instrumentos de incentivo, ou seja, instrumentos de discriminação positiva para a produção de E-FER que têm por objectivo criar condições favoráveis à penetração a curto prazo da E-FER no balanço de energia eléctrica. Assim, para além das tarifas de compra a preço garantido, actualmente utilizadas em Portugal, a adjudicação da quota de produção de E-FER por concurso e os mercados de certificados verdes são os outros instrumentos de promoção do desenvolvimento da produção de E-FER mais utilizados na Europa.

Num mercado de energia eléctrica liberalizado, a concepção e a implementação de instrumentos de incentivo ao desenvolvimento da produção de E-FER deverão ser realizadas em conformidade com os princípios de mercado. As tarifas de compra a preço garantido foram concebidas e implementadas antes de se iniciar o processo de liberalização do sector eléctrico na Europa e, por isso, podem não cumprir este requisito. Com efeito, os preços garantidos podem ser incompatíveis com o artigo 92.º do Tratado da União relativo a auxílios estatais. Até ao momento, a Comissão Europeia tem tido uma posição favorável no que concerne os auxílios à produção de E-FER. Contudo, caso se verifique o aparecimento de distorções no mercado que restrinjam as trocas comerciais de energia eléctrica, esta situação pode alterar-se.

O mercado de certificados verdes transaccionáveis é um novo instrumento de incentivo ao desenvolvimento da E-FER, compatível com os princípios de mercado e economicamente eficiente. Neste sistema, os produtores de E-FER recebem certificados que reconhecem o valor ambiental da energia eléctrica produzida. Os certificados são transaccionados num mercado criado para o efeito, gerando receitas adicionais para os produtores de E-FER. O comércio dos certificados é independente da transacção física da energia eléctrica.

O mercado de certificados verdes é considerado pela Comissão Europeia como uma opção que permite reduzir as distorções resultantes da existência de diversos instrumentos de incentivo à produção de E-FER no mercado único de energia eléctrica.

No presente trabalho avalia-se a possibilidade de implementação de um mercado de certificados verdes em Portugal. Para o efeito, recorre-se a um modelo simples de mercado de certificados verdes em concorrência perfeita proposto por Knuttson (2002). Simulam-se dois mercados de certificados verdes de âmbito nacional, Portugal e Espanha, e um mercado de âmbito ibérico.

Os resultados obtidos permitem concluir que os preços dos certificados verdes no mercado português são sempre inferiores aos preços verificados no mercado espanhol e no mercado ibérico de certificados verdes. Assim, do ponto de vista dos consumidores de energia eléctrica portugueses, a implementação de um mercado de certificados verdes em Portugal é uma solução mais vantajosa do que a implementação de um mercado de âmbito ibérico pois, no período 2003-2010, conduzirá a uma redução de 408,46 milhões de euros no sobrecusto da produção de E-FER.

Do ponto de vista dos produtores portugueses de E-FER, a implementação de um mercado de certificados verdes de âmbito ibérico revela-se mais proveitosa, pois gera um excedente do produtor de 863,40 milhões de euros, face aos 388,31 milhões de euros gerados pelo mercado português.

Quando se comparam os custos totais resultantes do cumprimento das obrigações de compra de E-FER, em Portugal e em Espanha, através de dois mercados de certificados verdes distintos, Portugal + Espanha, com os custos correspondentes de um mercado de âmbito ibérico, verifica-se que a implementação de um mercado de âmbito ibérico de certificados verdes permitirá uma redução de 658,27 milhões de euros no custo de produção de E-FER em Espanha e provocará um aumento de 408,46 milhões de euros em Portugal.

Em qualquer dos cenários estudados as tecnologias responsáveis pelo aumento de produção de E-FER são: o gás de aterro, a energia eólica, as lamas de ETAR, o biogás agro-pecuário e a mini-hídrica. As tecnologias mais caras, tais como a energia fotovoltaica e a energia das ondas, não terão lugar no mercado. Assim, se for objectivo de política energética desenvolver estas tecnologias, então será necessário atribuir um apoio suplementar à remuneração obtida por estas tecnologias no mercado de certificados verdes, por forma a torná-las competitivas no mercado de energia eléctrica.

Compara-se o sobrecusto da produção de E-FER resultante do mercado português de certificados verdes com o sobrecusto resultante do mecanismo de remuneração da E-FER actualmente em vigor. Verifica-se que o sobrecusto do mercado de certificados verdes é inferior em 276,51 milhões de euros face ao sobrecusto do actual mecanismo remuneratório. Ou seja, cerca de 38% do sobrecusto do mercado de certificados verdes no período 2003-2010, 730,37 milhões de euros. Demonstra-se, assim, a vantagem deste instrumento de incentivo ao desenvolvimento da produção de E-FER comparativamente com o actual mecanismo de remuneração da PRE de origem renovável. Acresce referir que o mercado de certificados verdes permite, de forma descentralizada, cumprir a quota de produção de E-FER em 2010 ao mínimo custo possível.

Por último, avalia-se o impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais resultante da aquisição, em 2010, da quota obrigatória de E-FER no mercado de certificados verdes português. Para tal considera-se um cenário de consumos previsível para 2010 e as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em 2003. Os resultados obtidos apontam para aumentos nas tarifas de Venda a Clientes Finais de energia eléctrica que podem variar entre os 3,3 % para os clientes de baixa tensão e os 7,9 % para os clientes de muito alta tensão.

O trabalho realizado não constitui, de forma alguma, um trabalho acabado. Em trabalhos futuros poder-se-ão desenvolver estudos nas seguintes áreas:

- O modelo utilizado é uma representação aproximada da realidade. Neste sentido, importa estar consciente da influência das limitações do modelo e dos dados utilizados, nos resultados obtidos. Assim, poder-se-á avaliar a influência das hipóteses assumidas nos resultados obtidos, nomeadamente no que concerne os custos de produção das diversas tecnologias e a sua evolução temporal, a quota anual de produção, os preços no mercado de energia eléctrica e a taxa de juro. Poder-se-á aumentar a complexidade do modelo e utilizar dados mais actuais e de melhor qualidade;
- Estudar a aplicabilidade de um mercado de certificados verdes que permita uma remuneração diferenciada por tecnologia, por forma a incentivar as tecnologias de produção de E-FER emergentes;

- Aprofundar o estudo da interacção entre o mercado de certificados verdes e o mercado de direitos de emissão de CO₂;
- Estudar a aplicação de instrumentos de incentivo baseados nos princípios de mercado, semelhantes ao mercado de certificados verdes, em outras áreas do sector eléctrico, nomeadamente na eficiência energética e na cogeração.

11. Referências bibliográficas

- Abbot, M. (1999): Is the security of supply a Public Good?, *The Electricity Journal*, pp. 31-33, Elsevier Science Inc., August/September, 2001.
- ADENE/INETI (2002): *Forum "Energias Renováveis em Portugal" – Uma contribuição para os objectivos de política energética e ambiental*, ADENE/INETI, Lisboa, 2002.
- Akerlof, G. (1970): The market for "lemons": quality uncertainty and the market mechanism. *Quarterly Journal of Economics* 84, pp. 488-500.
- Antunes, P., Salgueiro, A., Santos, R., Lobo, G., Almeida, J., Carvalhais, N. (2000): *Estudo sobre o Sector Eléctrico e Ambiente – 1.º Relatório: Impactes Ambientais do Sector Eléctrico*, para a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Centro de Economia Ecológica e Gestão do Ambiente do Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da Faculdade de Ciências da Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2000, disponível em <http://www.erse.pt>.
- Atlas (1995): *The Atlas Project*, European Network of Energy Agencies, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/home.html, consultado em Maio de 2003.
- Barbosa, A. (1997): *Economia Pública*, McGraw-Hill, Lisboa, 1997.
- Batley, S., Colbourne, D., Fleming, P., Urwin, P. (2001): Citizen versus consumer: challenges in the UK green power market, *Energy Policy* 29 (2001), pp. 479-487, Elsevier Science Ltd.
- Baumol, W., Blinder, A. (1997): *"Economics, Principles and Policy"*, 7.ª Edição, The Dryden Press, Fort Worth, 1997.
- Buchanan, J., Stubblebine W. (1969): *Externality*, A.E.A. Readings in Welfare Economics, Eds. Kenneth Arrow and Tibor Scitovsky (Richard D. Irwin, Inc., Homewood, IL, 1969), pp. 199-212.
- Byrnes, B., Rahimzadeh, M., Baugh, J., Jones, C. (1995): *Caution: renewable energy fog ahead! Shedding light on the marketability of renewables*, Paper presented to Profits in the Public Interest: NARUC-DOE Conference on Renewable and Sustainable Energy Strategies in a Competitive Market, Madison, May 1995.
- Cerin, P., Karlson, L. (2002): Business incentives for sustainability: A property rights approach, *Ecological Economics* 40(1), pp.13-22, Elsevier Science Inc.
- CNE (2003): *Informe sobre las Compras de Energía al Régimen Especial – Año 2002*, Comisión Nacional de Energía, Madrid, Julio 2003.
- Collares-Pereira, M. (1998): *Energias renováveis, a opção inadiável*, Manuel Collares Pereira, 1ª Edição, SPES - Sociedade Portuguesa de Energia Solar, Lisboa, 1998.
- Comissão Europeia (1994): *The European Renewable Energy Study – Prospects for the renewable energy in the European Community and Eastern Europe up to 2010*, Directorate-General for Energy, 1994.

Comissão Europeia (1997): *Energia para o futuro: Fontes de energia renováveis – Livro Branco para uma Estratégia e um Plano de Acção Comunitários*, COM (97) 599 final, Bruxelas, Novembro de 1997.

Comissão Europeia (2001): *Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis*, 27 Setembro de 2001, Bruxelas.

Comissão Europeia (2001a): *Green paper: Towards a European strategy for energy supply security*, COM (2001) 769 final, European Commission, Brussels, 2001.

Comissão para as Alterações Climáticas (CAC) (2002), *Plano Nacional para as Alterações Climáticas*, Versão 2001, Março de 2002, Lisboa.

Costa, P. (2002): *Ambiente e Sector Eléctrico – Gestão da Procura, Uma Solução*, Tese de Mestrado em Economia e Política da energia e do Ambiente, ISEG/UTL, Lisboa, Maio de 2002.

Coucello, V. (1998): A Energia e o Protocolo de Kioto, Em: *Energia, Competitividade e Bem-estar, Economia & Prospectiva*, Vol. II, n.º 2, Jul./Set. 1998.

DGE (2003), Informação facultada pela Direcção Geral de Energia.

Devezeux, J. (2000): *Environmental Impacts of Electricity Generation*, The Uranium Institute 25th Annual Symposium, London, 30 Aug. – 1 Sep. 2000.

EEA (1995): *Europe's Environment – The Dobbris Assessment*, European Environmental Agency, Copenhagen, 1995.

EEA (2001): *Renewable energies: Success stories*, European Environment Agency, <http://www.eea.eu.int>, Copenhagen, 2001.

ERSE (2000): *Energias Renováveis em Portugal – Produção em Regime Especial*, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Dezembro, 2000.

ERSE (2002): *Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2003*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa, Dezembro de 2002.

ERSE (2002a): *Caracterização do Sector Eléctrico – Portugal Continental 2001*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa, 2002.

ERSE (2003): *Produção em Regime Especial (Energias Renováveis, Resíduos e Cogeração) Ponto da Situação em Portugal Continental*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Maio, 2003.

Espey, S. (2001): Renewables portfolio standard: a means for trade with electricity from renewable energy sources?, *Energy Policy* 29 (2001), pp. 557-66, Elsevier Science Ltd.

Eurelectric (2000): *Market Mechanisms for Supporting Renewable Energies: Tradable RES Certificates*, Ref: 2000-900-0081, Eurelectric – Union of the Electricity Industry, Bruxelas, June 2000.

Farhar, B. (1999): *Willingness to pay for electricity from renewable sources: a review of utility market research*, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP.550.26148, Golden, Colorado, Julho de 1999.

Farhar, B., Houston, A. (1996): *Willingness to pay for electricity from energy*, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP.460.21216, Golden, Colorado.

- Ferguson, R. (1999): Electric Industry Restructuring and Environmental Stewardship, *The Electricity Journal*, pp.21-31, Elsevier Science Inc., July 1999.
- Fouquet, R., Madlener, R. (1999): *Markets for tradable Renewable Electricity Certificates: Dutch Experience and British Prospects*, Paper presented at the 1999 BIEE Conference "A New Era for Energy? Price signals, industry structure and environment", St. Johns's College, Oxford, 20-21 September, 1999.
- GEM (2003): *Green electricity marketplace*, <http://www.greenelectricity.dial.pipex.com/regions/eme.html>, consultado em Junho de 2003.
- Hamrin, J., Wingate, M. (2003): *Regulator's Handbook on Tradable Renewable Certificates*, Center for Resource Solutions, <http://www.resource-solutions.org>, San Francisco, California, May de 2003.
- Hoefgen, L. (1999): Assessing the commercial/industrial markets for on-site generation and renewable energy: results from national business energy datamart study, em *Proceedings: 1999 Energy Program Evaluation Conference*, Denver, Colorado.
- Hunt, S., Shuttleworth, G. (1996): *Competition and choice in electricity*, John Wiley & Sons Ltd., West Sussex, 1996.
- IDEA (1999): *Plan de Fomento de las Energias Renovables, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energia*, Ministério de Industria y Energia, 1999.
- INESC (1999): *Impacto da integração de Produtores em Regime Especial no SEP*, Trabalho de consultoria técnica elaborado para a ERSE, Porto, Maio de 1999.
- Instituto do Ambiente (2003): *National Inventory of Greenhouse Gases*, <http://www.iambiente.pt>, consultado em Julho de 2003.
- IPCC (1996): *Climate Change 1995: Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change: Scientific-Technical Analyses Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report of The Intergovernmental Panel on Climate Change* edited by Watson, R. T.; Zinyowera, M. C. and R. H. Moss, Cambridge: Cambridge University Press.
- IPCC (2001): *Climate Change 2001 Impacts, Adaptation and Vulnerability*, Inter-governmental Panel on Climate Change, 2001, (<http://www.ipcc.ch/pu/tar/wg2/689.htm>).
- Jennings, E. (1996): Redistribution of power, *IEE Review*, pp.33-36, January, 1996.
- Jensen, S., Skytte, K. (2003): Simultaneous attainment of energy goals by means of green certificates and emission permits, *Energy Policy* 31 (2003), pp. 63-71, Elsevier Science Ltd.
- Knuttsen, N. (2002): *Dynamics of an EU System for Tradable Green Certificates*, Master Science Thesis, Linköping Universitet, Norrköping, Sweden, 2002.
- Lauber, V. (2001): *The different concepts of promoting RES-Electricity and their political careers*, Paper prepared for the Conference on the Human Dimensions of Global Environmental Change, Berlin, 7-8 December, 2001.



Leggett, J. (1998): A guide to the Kyoto Protocol: a treaty with potential vital strategic implications for the renewables industry, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2, 345-351.

Leite Garcia, A. (2000): *Revisão da Estrutura Tarifária – Sugestões de Evolução*, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Março de 2000.

Madlener, R., Wohlgemuth, N. (2000): *Financial support of renewable energy systems: investment vs operating costs subsidies*, Proceedings of the Norwegian Association for Economics Conference “Towards an Integrated European Energy Market”, Bergen/Norway, 31 Aug–2 Sep, 2000.

Martins, A., Fernandes, M., Rodrigues, V., Ramos, T. (1998): *Implementation in Portugal of the Externe Accounting Framework*, CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente, January, 1998.

Mas-Colell, A., Whinston, M., Green, J. (1995): *Microeconomic Theory*, Oxford University Press, Oxford, 1995.

Mateus, A., Mateus, M. (2002): *Microeconomia, Teoria e Aplicações*, Editorial Verbo, 2002.

Mateus, P. (2003): *Comércio de emissões de Gases com Efeito de Estufa – Sector Eléctrico Nacional*, Relatório de Estágio Curricular realizado na Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa, 2003.

Menanteau, P., Finon, D., Lamy, M. (2001): *Prix versus quantités: les politiques environnementales d'incitation au développement des énergies renouvelables*, Cahier de recherché n.º25, Institut d'Economie et de Politique de L'Energie, Mai 2001.

Menanteau, P., Finon, D., Lamy, M. (2003): Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy, *Energy Policy* 31 (2003), pp. 799-812, Elsevier Science Ltd.

Menanteau, P., Lamy, M., Finon, D. (2002): *Les marches de certificats verts pour la promotion des énergies renouvelables: entre efficacité allocative et efficience dynamique*, Cahier de recherché n.º29, Institut d'Economie et de Politique de L'Energie, Juin 2002.

Mineco (2002): *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas – Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011*, Ministério de Economia, Madrid, Septiembre de 2002.

Mirabel, F., Poudou, J., Percebois, J. (2001): *Le financement des missions de service public dans un marché déréglementé: le cas de l'Électricité Verte*, Colloque PIREE Les instruments des politiques environnementales, Sophia Antipolis, 5 et 6 Avril 2001.

Mitchell, C. (1995): The Renewables NFFO, a review, *Energy Policy* 23 (12), pp. 1077-92, Elsevier Science Inc.

Mitchell, C., Anderson, T. (2000): *The implications of Tradable Green Certificates for the UK*, ETSU Project n.º TGC (K/BD/00218), Março 2000 <http://www.dti.gov.uk/energy/renewables/publications/pdfs/rep218.pdf>, consultado em Maio de 2003.

Morthorst, P. (2000): The development of a green certificate market, *Energy Policy* 28 (2003), pp. 1085-94, Elsevier Science Ltd.

- Morthorst, P. (2001): Interactions of a tradable green certificate market with a tradable permits market, *Energy Policy* 29 (2001), pp. 345-53, Elsevier Science Ltd.
- Morthorst, P. (2003): National environmental targets and international emission reduction instruments, *Energy Policy* 31 (2003), pp. 73-83, Elsevier Science Ltd.
- Nakarado, G. (1996): A marketing orientation is key to a sustainable energy future, *Energy Policy* 24 (2), pp. 187-93.
- Nielsen, L., Jeppesen, T. (2003): Tradable Green Certificates in selected European countries – overview and assessment, *Energy Policy* 31 (2003), pp. 3-14, Elsevier Science Ltd.
- Niermeijer, P. Benner, J. (1999): *European Green Certificate System* (apresentação), EnergieNed/CEA, The Netherlands, 1999.
- Nijkamp, P. (1977): *Theory and application of environmental economics*, North Holland, 1977.
- Nogee, A., Clemmer, S., Paulos, B., Haddad, B. (1999): *Powerful Solutions – 7 Ways to Switch America to Renewable Electricity*, Union of Concerned Scientists USA, <http://www.ucsusa.org>, January 1999, consultado em Maio de 2003.
- Norregard, J., Reppelin-Hill, V. (2000): *Taxes and Tradable Permits as Instruments for Controlling Pollution: Theory and Practice*, Working Paper 00/13, International Monetary Fund, January 2000.
- OECD/IEA (1998): *Benign energy? The environmental implications of renewables*, The Organisation for Economic Co-operation and Development – International Energy Agency, Paris, 1998.
- OECD/IEA (1998a): *Projected Costs of Generating Electricity – Update 1998*, Organization for Economic Co-Operation and Development, 1998.
- Pearce, D., Turner, K. (1997): *Economics of Natural Resources and the Environment*, Harvester Wheatsheaf, New York, 1990.
- Porter, M. (1980): *Competitive Strategy*, The Free Press, New York.
- Preville, M. (1997): *Electricity Sector: Penetration of renewable energy*, Policies and Measures for Possible Common Action, Working Paper 15, OECD/IEA, October de 1997.
- Rader, N. e Short, W. (1998): Competitive retail markets: tenuous ground for renewable energy. *The Electricity Journal* 11 (3), pp. 72-80.
- RCM (2003): *Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003*, publicado no Diário da República n.º98, Série I-B, de 28 de Abril de 2003.
- RECS (2002): *Articles of Association RECS platform*, Renewable Energy Certificate System, <http://www.recs.org>, April, 2002, Consultado em Julho de 2003.
- REN (2001): *Sistema Electroprodutor do SEP – Estratégias Alternativas de Expansão, período 2002-2020*, Rede Eléctrica Nacional, S.A., Julho de 2001.
- Ribeiro, J. (2001): *História Legislativa do Sector Eléctrico em Portugal*, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Lisboa, 2001.

- Samuelson, P., Nordhaus, W. (1995): *Economics*, Fifteenth Edition, McGraw-Hill, Inc., New York, 1995.
- Santos, R. e Antunes, P. (1999): Instrumentos económicos de política do ambiente, em Conselho Económico e Social (ed.), *Ambiente, Economia e Sociedade*, Série “Estudos e Documentos”, CES, Lisboa.
- Santos, R., Martinho, S., Antunes, P. (2001): *Estudo sobre o Sector Eléctrico e Ambiente – 2.º Relatório: Avaliação económica dos impactes ambientais do sector eléctrico*, para a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Centro de Economia Ecológica e Gestão do Ambiente do Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da Faculdade de Ciências da Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2001, disponível em <http://www.erse.pt>.
- Santos, V. (2002): *Guião das aulas de Política Industrial e Competitividade*, Mestrado em Gestão e Estratégia Industrial, ISEG, Lisboa, 2002.
- Schaeffer, G. (2002): *A Renewable Mandatory Market Share for China – Lessons from the Dutch experience*, Report ECN-C-02-049, Petten, The Netherlands, May 2002.
- Schaeffer, G., Boots, M., Anderson, T., Mitchell, C., Timpe, C., Cames, M. (1999a): *The Implications of Tradable Green Certificates for the Deployment of Renewable Electricity*, Report ECN-C-99-072, Petten, The Netherlands, October 1999.
- Schaeffer, G., Boots, M., Martens, J., Voogt, M. (1999): *Tradable Green Certificates. A new market-based incentive scheme for renewable energy: Introduction and analysis*, Report ECN-I-99-004, Petten, The Netherlands, March 1999.
- Sorrel, S. (2003): *Who Owns the Carbon? Interactions between the EU Emissions Trading Scheme and the UK Renewables Obligation and Energy Efficiency Commitment*, Paper n.º100, The Freeman Centre, University of Sussex, <http://www.sussex.ac.uk/spru/>, July 2003.
- Stiglitz, J. (1999): *Economics of the Public Sector*, Third Edition, W. W. Norton & Company, New York, 1999.
- Sweeney, J., Kneese, A. (1993): *Economic Theory of Depletable Resources: An Introduction*, In: Handbook of Natural Resource and Energy Economics, A.V. Kneese and James L. Sweeney (ed.), North Holland, Volumes I and II, 1985; Volume III, 1993.
- Swisher, J., Jannuzzi, G., Redlinger, R. (1997): *Tools and Methods for Integrated Resources Planning*, UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, November 1997.
- Tietenberg, T. (2003): *Editor's Introduction, In: The Evolution of Emissions Trading: Theoretical Foundations and Design Considerations*, http://www.colby.edu/economics/faculty/thtieten/research/working_papers.htm, consultado em Março de 2003.
- Truffer, B., Markard, J., Wustenhagen, R. (2001): Eco-labeling of electricity – strategies and tradeoffs in the definition of environmental standards. *Energy Policy* 29 (2001), pp 885-97, Elsevier Science Ltd.
- UE (2002): *El Fomento de las energías renovables y la eficiencia energética en Europa*, Seminario Informal de Ministros de Energía de la Unión Europea, Presidencia Española de la Unión Europea, Pamplona, 26 a 28 de Abril de 2002.

- Varian, H. (2003): *Intermediate Microeconomics, a modern approach*, Sixth Edition, W. W. Norton & Company, New York, 2003.
- Verhoef, E. (1997): *Externalities*, Research Memorandum 1997-31, Vrije Universiteit, Amsterdam.
- Voogt, M., Uytterlinde, M., Noord, M., Skytte, K., Nielsen, L., Leonardi, M., Whiteley, M., Chapman, M. (2001): *Renewable Energy Burden Sharing (REBUS) – Effects of burden sharing and certificate trade on the renewable electricity market in Europe*, ECN-C-01-030, Energy research Centre of the Netherlands, Petten, Netherlands.
- Voss (2000): *Sustainable Energy Provision: A comparative Assessment of the Various Electricity Supply Options*, SFEN Conference Proceedings, What Energy for Tomorrow?, 2000.
- Wagner, A. (1997): *Feed-in Regulations and Tariffs for Renewable Energies in Europe*, Paper presented at the European Wind Energy Conference, Dublin, 1997.
- Wiser, R. (1998): Green Power Marketing: increasing customer demand for renewable energy, *Utilities Policy* 7 (2), pp. 107-119.
- Wiser, R., Bolinger, M., Holt, E. (2000): Customer choice and green power marketing: a critical review and analysis of experience to date, In *Proceedings: ACEEE 2000 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, Pacific Grove, CA.
- Wiser, R., Fowle, M. Holt, E. (2001): Public goods and private interests: understanding non-residential demand for green power. *Energy Policy* 29 (2001), pp. 1085-97, Elsevier Science Ltd.
- Wiser, R., Pickle, S. (1997): *Green marketing, renewables and free riders: increasing customer demand for a public good*, Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory, <http://www.eren.doe.gov/greenpower/wiser-free.pdf>, consultado em Junho de 2003.

12. ANEXOS

Quadro 12 – Custos nivelados de produção de E-FER em Portugal, por tecnologia, no período 2003-2010

Tecnologia	Custos nivelados de produção							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gás de aterro	3,935	3,935	3,935	3,911	3,887	3,863	3,840	3,816
Eólica On-shore >7m/s	5,706	5,562	5,421	5,371	5,322	5,272	5,223	5,175
Lamas de ETAR	5,991	5,991	5,991	5,954	5,917	5,881	5,845	5,809
Biogás agro-pecuário	6,154	6,154	6,154	6,116	6,079	6,042	6,005	5,968
Mini-hídrica <10MW investimentos reduzidos	8,773	8,390	8,024	7,812	7,607	7,406	7,211	7,021
Eólica On-shore 6-7m/s	8,153	7,947	7,747	7,675	7,604	7,533	7,464	7,395
Biomassa florestal	13,181	12,368	11,605	10,85	10,143	9,483	8,866	8,289
Resíduos sólidos agrícolas	15,648	14,683	13,777	12,88	12,042	11,258	10,526	9,841
Mini-hídrica <10MW investimentos médios	13,457	12,869	12,308	11,983	11,667	11,360	11,061	10,769
Mini-hídrica <10MW investimentos elevados	21,777	20,826	19,917	19,392	18,881	18,384	17,899	17,428
Fotovoltaico elevada radiação	30,587	28,877	27,262	25,139	23,181	21,375	19,710	18,175
Fotovoltaico média radiação	34,189	32,278	30,473	28,099	25,911	23,892	22,031	20,315
Fotovoltaico baixa radiação	35,676	33,681	31,798	29,321	27,037	24,931	22,989	21,198
Ondas investimentos reduzidos	11,392	11,392	11,392	11,392	11,392	11,392	11,392	11,392

Quadro 13 – Custos nivelados de produção de E-FER em Espanha, por tecnologia, no período 2003-2010

Tecnologia	Custos nivelados de produção							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gás de aterro	3,920	3,920	3,920	3,896	3,873	3,849	3,825	3,802
Eólica On-shore >7m/s	6,306	6,147	5,992	5,936	5,881	5,827	5,773	5,719
Lamas de ETAR	5,968	5,968	5,968	5,931	5,895	5,859	5,823	5,787
Biogás agro-pecuário	6,131	6,131	6,131	6,093	6,056	6,019	5,982	5,945
Mini-hídrica <10MW investimentos reduzidos	8,740	8,358	7,993	7,783	7,578	7,378	7,184	6,994
Eólica On-shore 6-7m/s	8,110	7,905	7,705	7,634	7,563	7,493	7,424	7,355
Biomassa florestal	12,45	11,681	10,961	10,247	9,580	8,957	8,374	7,829
Mini-hídrica <10MW investimentos médios	13,406	12,82	12,261	11,938	11,623	11,317	11,019	10,728
Biomassa culturas energéticas	26,46	24,827	23,295	21,779	20,362	19,037	17,798	16,639
Mini-hídrica <10MW investimentos elevados	21,694	20,747	19,842	19,319	18,81	18,314	17,831	17,361
Fotovoltaico elevada radiação	37,553	35,453	33,471	30,864	28,46	26,243	24,199	22,314
Fotovoltaico média radiação	38,654	36,493	34,452	31,769	29,294	27,012	24,908	22,968
Fotovoltaico baixa radiação	40,970	38,679	36,517	33,672	31,049	28,631	26,401	24,344

Código do programa de simulação do mercado de âmbito nacional em Portugal

clc;

C=[3.935 3.935 3.935 3.911 3.887 3.863 3.84 3.816;

5.706 5.562 5.421 5.371 5.322 5.272 5.223 5.175;

5.991 5.991 5.991 5.954 5.917 5.881 5.845 5.809;

6.154 6.154 6.154 6.116 6.079 6.042 6.005 5.968;

8.773 8.390 8.024 7.812 7.607 7.406 7.211 7.021;

8.153 7.947 7.747 7.675 7.604 7.533 7.464 7.395;

13.181 12.368 11.605 10.85 10.143 9.483 8.866 8.289;

15.648 14.683 13.777 12.88 12.042 11.258 10.526 9.841;

13.457 12.869 12.308 11.983 11.667 11.360 11.061 10.769;

21.777 20.826 19.917 19.392 18.881 18.384 17.899 17.428;

```

30.587 28.877 27.262 25.139 23.181 21.375 19.710 18.175;
34.189 32.278 30.473 28.099 25.911 23.892 22.031 20.315;
35.676 33.681 31.798 29.321 27.037 24.931 22.989 21.198;
11.392 11.392 11.392 11.392 11.392 11.392 11.392 11.392];

```

```

quota=[1055 1055 1055 1055 1055 1055 1055 1055];
nlin=0;
ncol=0;

```

```

%Ordena matriz por custos crescentes

```

```

cts=[];
auxi=[];
CT=C;
auxi=sort(CT);
CT=auxi
[nl,nc]=size(CT);

```

```

p=[413;4492;154;364;540;3908;825;525;720;540;18;18;18;1200]
aux=0;
x=0;
nt=nl
mini=1000;
w=p;
acum=[];

```

```

for ano=1:nc

```

```

    ano
    m=0;
    aux=0;
    total=0;
    custo=0;
    pot=[];

```

```

    %cria matriz de potenciais para matriz custos ordenada

```

```

    for i=1:nt
        [nlin,ncol]=find(C(1:nt,ano)==CT(i,ano));
        w(nlin,1);
        pot(i,1)=w(nlin,1);
    end;
    w
    cm(1:nt,1)=0;

```

```

while aux~=quota(1,ano)

```

```

    m=m+1;
    mini=1000;
    nlin=0;
    ncol=0;
    custo=CT(m,ano);
    [nlin,ncol]=find(CT(1:nt,ano)==custo);
    if pot(nlin,1)~=0
        if pot(nlin,1)>quota(1,ano)-aux
            aux;

```



```

        x(nlin,ano)=quota(1,ano)-aux;
        pot(nlin,1)=pot(nlin,1)-x(nlin,ano);
        aux=quota(1,ano);
        cm(nlin,1)=custo;
    else
        aux=aux+pot(nlin,1);
        x(nlin,ano)=pot(nlin,1);
        pot(nlin,1)=0;
        cm(nlin,1)=custo;
    end
else
    x(nlin,ano)=0;
    cm(nlin,1)=0;
end
g=x(nlin,ano);
total=total+custo*g;
end
acum(ano)=total
aux
auxii=[];

for i=1:nt
    [nlin,ncol]=find(CT(1:nt,ano)==C(i,ano));
    w(i,1)=pot(nlin,1);
    cts(i,ano)=cm(nlin,1);
end;
auxii=x;
x(1:nt,ano)=0;

for i=1:m
    [nlin,ncol]=find(C(1:nt,ano)==CT(i,ano));
    x(nlin,ano)=auxii(i,ano);
end;

w
ano=ano+1;
x
cts
save resultPT_1_2 cts w x /ascii

end

```

Código do programa de simulação do mercado de âmbito nacional em Espanha

```

clc;
C=[3.920      3.920  3.920  3.896  3.873  3.849  3.825  3.802;
6.306  6.147  5.992  5.936  5.881  5.827  5.773  5.719;
5.968  5.968  5.968  5.931  5.895  5.859  5.823  5.787;
6.131  6.131  6.131  6.093  6.056  6.019  5.982  5.945;
8.740  8.358  7.993  7.783  7.578  7.378  7.184  6.994;
8.110  7.905  7.705  7.634  7.563  7.493  7.424  7.355;
12.45  11.681 10.961 10.247 9.580  8.957  8.374  7.829;
13.406 12.82  12.261 11.938 11.623 11.317 11.019 10.728;
26.46  24.827 23.295 21.779 20.362 19.037 17.798 16.639;

```

```

21.694 20.747 19.842 19.319 18.810 18.314 17.831 17.361;
37.553 35.453 33.471 30.864 28.460 26.243 24.199 22.314;
38.654 36.493 34.452 31.769 29.294 27.012 24.908 22.968;
40.97 38.679 36.517 33.672 31.049 28.631 26.401 24.344];

```

```

quota=[4433.4 4433.4 4433.4 4433.4 4433.4 4433.4 4433.4 4433.4];
nlin=0;
ncol=0;

```

```

%Ordena matriz por custos crescentes

```

```

cts=[];
auxi=[];
CT=C;
auxi=sort(CT);
CT=auxi
[nl,nc]=size(CT);

```

```

p=[386;10752;74;34;670;8784;23625;668;54581;894;58;58;58]
aux=0;
x=0;
nt=nl
mini=1000;
w=p;
acum=[];

```

```

for ano=1:nc

```

```

    ano
    m=0;
    aux=0;
    total=0;
    custo=0;
    pot=[];

```

```

    %cria matriz de potenciais para matriz custos ordenada

```

```

    for i=1:nt
        [nlin,ncol]=find(C(1:nt,ano)==CT(i,ano));
        w(nlin,1);
        pot(i,1)=w(nlin,1);
    end;
    w
    cm(1:nt,1)=0;

```

```

while aux~=quota(1,ano)

```

```

    m=m+1;
    mini=1000;
    nlin=0;
    ncol=0;
    custo=CT(m,ano);
    [nlin,ncol]=find(CT(1:nt,ano)==custo);
    if pot(nlin,1)~=0
        if pot(nlin,1)>quota(1,ano)-aux

```

```

        aux;
        x(nlin,ano)=quota(1,ano)-aux;
        pot(nlin,1)=pot(nlin,1)-x(nlin,ano);
        aux=quota(1,ano);
        cm(nlin,1)=custo;
    else
        aux=aux+pot(nlin,1);
        x(nlin,ano)=pot(nlin,1);
        pot(nlin,1)=0;
        cm(nlin,1)=custo;
    end
else
    x(nlin,ano)=0;
    cm(nlin,1)=0;
end
g=x(nlin,ano);
total=total+custo*g;
end
acum(ano)=total
aux
auxii=[];

for i=1:nt
    [nlin,ncol]=find(CT(1:nt,ano)==C(i,ano));
    w(i,1)=pot(nlin,1);
    cts(i,ano)=cm(nlin,1);
end;
auxii=x;
x(1:nt,ano)=0;

for i=1:m
    [nlin,ncol]=find(C(1:nt,ano)==CT(i,ano));
    x(nlin,ano)=auxii(i,ano);
end;

w
ano=ano+1;
x
cts
save resultES_1_2 cts w x /ascii

end

```

Código do programa de simulação do mercado de âmbito nacional em Espanha

```

clc;
C=[3.920      3.920  3.920  3.896  3.873  3.849  3.825  3.802;
6.306  6.147  5.992  5.936  5.881  5.827  5.773  5.719;
5.968  5.968  5.968  5.931  5.895  5.859  5.823  5.787;
6.131  6.131  6.131  6.093  6.056  6.019  5.982  5.945;
8.740  8.358  7.993  7.783  7.578  7.378  7.184  6.994;
8.110  7.905  7.705  7.634  7.563  7.493  7.424  7.355;
12.450 11.681 10.961 10.247 9.580  8.957  8.374  7.829;
13.406 12.820 12.261 11.938 11.623 11.317 11.019 10.728;

```

```

26.460 24.827 23.295 21.779 20.362 19.037 17.798 16.639;
21.694 20.747 19.842 19.319 18.810 18.314 17.831 17.361;
37.553 35.453 33.471 30.864 28.460 26.243 24.199 22.314;
38.654 36.493 34.452 31.769 29.294 27.012 24.908 22.968;
40.970 38.679 36.517 33.672 31.049 28.631 26.401 24.344;
3.935 3.935 3.935 3.911 3.887 3.863 3.840 3.816;
5.706 5.562 5.421 5.371 5.322 5.272 5.223 5.175;
5.991 5.991 5.991 5.954 5.917 5.881 5.845 5.809;
6.154 6.154 6.154 6.116 6.079 6.042 6.005 5.968;
8.773 8.390 8.024 7.812 7.607 7.406 7.211 7.021;
8.153 7.947 7.747 7.675 7.604 7.533 7.464 7.395;
13.181 12.368 11.605 10.850 10.143 9.483 8.866 8.289;
15.648 14.683 13.777 12.880 12.042 11.258 10.526 9.841;
13.457 12.869 12.308 11.983 11.667 11.360 11.061 10.769;
21.777 20.826 19.917 19.392 18.881 18.384 17.899 17.428;
30.587 28.877 27.262 25.139 23.181 21.375 19.710 18.175;
34.189 32.278 30.473 28.099 25.911 23.892 22.031 20.315;
35.676 33.681 31.798 29.321 27.037 24.931 22.989 21.198;
11.392 11.392 11.392 11.392 11.392 11.392 11.392 11.392];

```

```

quota=[5488 5488 5488 5488 5488 5488 5488 5488];
nlin=0;
ncol=0;

```

```

%Ordena matriz por custos crescentes

```

```

cts=[];
auxi=[];
CT=C;
auxi=sort(CT);
CT=auxi
[nl,nc]=size(CT);

```

```

p=[386;10752;74;34;670;8784;23625;668;54581;894;58;58;58;
413;4492;154;364;540;3908;825;525;720;540;18;18;18;1200
]
aux=0;
x=0;
nt=nl
mini=1000;
w=p;
acum=[];
cts=[];

```

```

for ano=1:nc
    ano
    m=0;
    aux=0;
    total=0;
    custo=0;
    pot=[];

```

```
%cria matriz de potenciais para matriz custos ordenada
```

```
for i=1:nt
```

```
    nlin=0;
```

```
    ncol=0;
```

```
    [nlin,ncol]=find(C(1:nt,ano)==CT(i,ano));
```

```
    w(nlin,1);
```

```
        pot(i,1)=w(nlin,1);
```

```
end;
```

```
w
```

```
cm(1:nt,1)=0;
```

```
while aux~=quota(1,ano)
```

```
    m=m+1;
```

```
    mini=1000;
```

```
    nlin=0;
```

```
    ncol=0;
```

```
    custo=CT(m,ano);
```

```
    [nlin,ncol]=find(CT(1:nt,ano)==custo);
```

```
    if pot(nlin,1)~=0
```

```
        if pot(nlin,1)>quota(1,ano)-aux
```

```
            aux;
```

```
            x(nlin,ano)=quota(1,ano)-aux;
```

```
            pot(nlin,1)=pot(nlin,1)-x(nlin,ano);
```

```
            aux=quota(1,ano);
```

```
            cm(nlin,1)=custo;
```

```
        else
```

```
            aux=aux+pot(nlin,1);
```

```
            x(nlin,ano)=pot(nlin,1);
```

```
            pot(nlin,1)=0;
```

```
            cm(nlin,1)=custo;
```

```
        end
```

```
    else
```

```
        x(nlin,ano)=0;
```

```
        cm(nlin,1)=0;
```

```
    end
```

```
    g=x(nlin,ano);
```

```
    total=total+custo*g;
```

```
end
```

```
acum(ano)=total
```

```
aux
```

```
auxii=[];
```

```
for i=1:nt
```

```
    [nlin,ncol]=find(CT(1:nt,ano)==C(i,ano));
```

```
    w(i,1)=pot(nlin,1);
```

```
    cts(i,ano)=cm(nlin,1);
```

```
end;
```

```
auxii=x;
```

```
x(1:nt,ano)=0;
```

```
for i=1:m
```

```
    [nlin,ncol]=find(C(1:nt,ano)==CT(i,ano));
```

```
x(nlin,ano)=auxii(i,ano);  
end;  
  
w  
ano=ano+1;  
x  
cts  
save resultPTES_1_2 cts w x /ascii  
  
end
```



